UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIVERSIDAD NACIONAL
DE JAÉN

CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

ANÁLISIS DE LA DENSIDAD DE POTENCIAL EÓLICO MEDIANTE EL CDF Y PDF EN LA ESTACIÓN HUAMBOS, PROVINCIA DE CHOTA, DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA 2020-2025

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Autor: Bach. Dante Yhoel Oblitas Larreatigue.

Asesor: Dr. Mario Félix Olivera Aldana.

Línea de Investigación: Energías alternativas.

JAÉN – PERÚ

2026

Dante Yhoel Oblitas Larreatigue

ANÁLISIS DE LA DENSIDAD DE POTENCIAL EÓLICO MEDIANTE EL CDF Y PDF EN LA ESTACIÓN HUAMBOS, PROVI...

Quick Submit

Quick Submit

Universidad Nacional de Jaen

Detalles del documento

Identificador de la entrega
trn:oid:::1:3667122402

Fecha de entrega
2 oct 2026, 12:32 p.m. GMT-5

Fecha de descarga
2 oct 2026, 12:38 p.m. GMT-5

Nombre del archivo
BLITAS_LARREATIGUE_INFORME_-_Dante_Yhoel_Oblitas_Larreatigue.pdf

Tamaño del archivo
2.4 MB

79 páginas

20.907 palabras

104.147 caracteres

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN
Dra. María Marleni Torres Cruz
Responsable de la Unidad de Investigación
de la Facultad de Ingeniería

3% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 15 palabras)

Fuentes principales

2% Fuentes de Internet
0% Publicaciones
2% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.° de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN
Dra. María Marleni Torres Cruz
Responsable de la Unidad de Investigación
de la Facultad de Ingeniería

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN
Resolución del Consejo Directivo N° 002-2018-Sunedu/Cd
"Año de la Esperanza y el Fortalecimiento de la Democracia"

FORMATO 03: ACTA DE SUSTENTACIÓN

En la ciudad de Jaén, el día 01 de octubre del año 2026, siendo las 16:00 horas, se reunieron de manera presencial los integrantes del Jurado:
Presidente: Mg. Henry Oswaldo Pinedo Nava
Secretario: Dr. Deibi Eric García Campos
Vocal: Mg. Jannier Alberto Montenegro Juárez
para evaluar la Sustentación del Informe Final:
( ) Trabajo de Investigación
(**X**) Tesis
( ) Trabajo de Suficiencia Profesional

Titulado:
"ANÁLISIS DE LA DENSIDAD DE POTENCIAL EÓLICO MEDIANTE EL CDF Y PDF EN LA ESTACIÓN HUAMBOS, PROVINCIA DE CHOTA, DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA 2020-2025", presentado por el bachiller: Dante Yhoel Oblitas Larreatigue, de la Carrera Profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Nacional de Jaén.

Después de la sustentación y defensa, el Jurado acuerda:

(X) Aprobar ( ) Desaprobar (X) Unanimidad ( ) Mayoría

Con la siguiente mención:

a) Excelente	18, 19, 20	( )
b) Muy bueno	16, 17	( )
c) Bueno	14, 15	(14)
d) Regular	13	( )
e) Desaprobado	12 ò menos	( )

Siendo las 16:50 horas del mismo día, el Jurado concluye el acto de sustentación confirmando su participación con la suscripción de la presente.

Mg. Henry Oswaldo Pinedo Nava
Presidente ~~Jurado Evaluador~~

Dr. Deibi Eric García Campos
Secretario Jurado Evaluador

Mg. Jannier Alberto Montenegro Juárez
Vocal Jurado Evaluador

"Año de la Esperanza y el Fortalecimiento de la Democracia"

ANEXO N°06:

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD Y DE NO PLAGIO

DE LA TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN (PREGRADO)

Yo, Dante Yhoel Oblitas Larreatigue, bachiller de la carrera Profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Jaén, identificado (a) con DNI 70030738.

Declaro bajo juramento que:

1. Soy Autor del trabajo titulado:

   "ANÁLISIS DE LA DENSIDAD DE POTENCIAL EÓLICO MEDIANTE EL CDF Y PDF EN LA ESTACIÓN HUAMBOS, PROVINCIA DE CHOTA, DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA 2020-2025".
   Asesorado por Mario Félix Olivera Aldana.
   El mismo que presento bajo la modalidad de tesis para optar; el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista.

2. El texto de mi trabajo final respeta y no vulnera los derechos de terceros, incluidos los derechos de propiedad intelectual. En el sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para la cual he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas.

3. El texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico.

4. La investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.

5. Declaro que mi trabajo final cumple con todas las normas de la Universidad Nacional de Jaén.

6. Soy consciente de que el hecho de no respetar los derechos de autor y hacer plagio, es objeto de sanciones universitarias y/o legales.

El incumplimiento de lo declarado da lugar a responsabilidad del declarante, en consecuencia; a través del presente documento asumo frente a terceros, la Universidad Nacional de Jaén y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

Jaén, 11 de octubre del 2026.



Dante Yhoel Oblitas Larreatigue
70030738

ÍNDICE

ÍNDICE 6
ÍNDICE DE TABLAS 8
ÍNDICE DE FIGURAS 9
ÍNDICE DE ANEXOS 10
RESUMEN 11
ABSTRACT 12
I. INTRODUCCIÓN 13
1.1. Problema general 14
1.2. Problemas específicos 14
1.3. Justificación 14
Justificación Social 14
Justificación Práctica 14
Justificación Ambiental 14
1.4. Objetivos 15
Objetivo General 15
Objetivos Específicos 15
1.5. Antecedentes 15
II. MATERIALES Y MÉTODOS 24
2.1. Población, muestra y muestreo 24
2.2. Materiales 25
2.3. Métodos 25
2.3.1. OE1. Estimar la distribución de las ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud, realizando análisis estadísticos de los datos horarios. Todo ello en base a los datos de la estación meteorológica Huambos y de la NASA POWER. 25
2.3.2. OE2. Estimar el valor de velocidad de máxima energía y la velocidad más probable en la Estación Huambos. 30
2.3.3. OE3. Estimar el potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento. 31
III. RESULTADOS 33
OE1. Estimar la distribución de las ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud, realizando análisis estadísticos de los datos horarios. Todo ello en base a los datos de la estación meteorológica Huambos y de la NASA POWER. 33

Distribución de ocurrencias para datos de la NASA POWER horario utilizando la Ley de Hellmann. 33

Distribución de ocurrencias para datos del SENAMHI horario utilizando la Ley de Hellmann. 39

Distribución de ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud para datos horarios de la NASA POWER. 45

Distribución de ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud para datos horarios del SENAMHI. 49

Determinación de la Rosa de Vientos para datos de la NASA POWER. 53

Determinación de la Rosa de Vientos para datos del SENAMHI. 54

Función de Densidad de Probabilidad (PDF) y Función de Distribución Acumulada de Weibull (CDF) 56

OE2. Estimar el valor de velocidad de máxima energía y la velocidad más probable en la Estación Huambos. 59

Velocidad de viento que porta energía máxima y más probable para datos de la NASA POWER 59

Velocidad de viento que porta energía máxima y más probable para datos del SENAMHI 60

OE3. Estimar el potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento. 62

Potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento para datos de la NASA POWER. 62

Potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento para datos del SENAMHI. 64

IV. DISCUSIÓN 66

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 68

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 70

AGRADECIMIENTO 76

DEDICATORIA 77

ANEXOS 78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 *Coeficiente de fricción para varios terrenos* 27
Tabla 2 *Densidad de Potencia.* 32
Tabla 3 *Clases de densidad de potencia eólica.* 32
Tabla 4 *Reconteo de ocurrencias de velocidades de viento considerando dirección y magnitud para datos de la NASA POWER.* 46
Tabla 5 *Distribución de ocurrencias de velocidades de viento considerando dirección y magnitud para datos de la NASA POWER.* 48
Tabla 6 *Reconteo de ocurrencias de velocidades de viento considerando dirección y magnitud para datos del SENAMHI.* 50
Tabla 7 *Distribución de ocurrencias de velocidades de viento considerando dirección y magnitud para datos del SENAMHI.* 52
Tabla 8 *Tabla de parámetros esenciales para la velocidad promedio, máxima y más probable para datos de la NASA POWER.* 59
Tabla 9 *Tabla de parámetros esenciales para la velocidad promedio, máxima y más probable para datos del SENAMHI.* 61
Tabla 10 *Densidad de potencial eólico y parámetros para datos de la NASA POWER.* 63
Tabla 11 *Densidad de potencial eólico y parámetros para datos del SENAMHI.* 64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 *Histogramas de NASA POWER de 10 m.* 34
Figura 2 *Histogramas de NASA POWER de 50 m.* 35
Figura 3 *Histogramas de NASA POWER de 100 m.* 36
Figura 4 *Histogramas de NASA POWER de 150 m.* 37
Figura 5 *Histogramas de NASA POWER de 200 m.* 38
Figura 6 *Histogramas del SENAMHI de 10 m.* 40
Figura 7 *Histogramas del SENAMHI de 50 m.* 40
Figura 8 *Histogramas del SENAMHI de 100 m.* 41
Figura 9 *Histogramas del SENAMHI de 150 m.* 43
Figura 10 *Histogramas del SENAMHI de 200 m.* 44
Figura 11 *Rosa de vientos para datos de la NASA POWER horario.* 54
Figura 12 *Rosa de vientos para datos del SENAMHI horario.* 55
Figura 13 *Gráfico de CDF y PDF para datos 10-200 m de la NASA POWER.* 57
Figura 14 *Gráfico de CDF y PDF para datos 10-200 m de SENAMHI.* 58
Figura 15 *Evolución de los parámetros y V_{prom}, V_{mec} y V_{mp} para datos de la NASA POWER.* 60
Figura 16 *Evolución de los parámetros y V_{prom}, V_{mec} y V_{mp} para datos del SENAMHI.* 62
Figura 17 *Evolución de la densidad de potencial eólico para datos de la NASA POWER.* 63
Figura 18 *Evolución de la densidad de potencial eólico para datos del SENAMHI.* 65
Figura 19 *Evolución de las densidades de potencial eólico para datos del SENAMHI y de la NASA POWER.* 66

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Portal web Global Wind Atlas. 78
Anexo 2 Portal web NASA POWER. 78
Anexo 3 Portal web SENAMHI. 79
Anexo 4 Ficha didáctica del análisis de Rosa de Vientos. 80
Anexo 5 Link de los documentos de data de NASA POWER y SENAMHI. 83

RESUMEN

El siguiente estudio tuvo como objetivo analizar la densidad de potencial eólico mediante el CDF y PDF en la Estación Huambos, Provincia de Chota, Departamento de Cajamarca, entre los años 2020-2025, y se logró determinar la viabilidad del aprovechamiento del recurso eólico en base técnica para futuros proyectos de generación de energía eléctrica. Por eso, se analizó la densidad de potencia eólica (en W/m²) a diferentes alturas sobre el nivel del suelo, utilizando datos meteorológicos históricos de velocidad y dirección del viento, provenientes de bases de datos disponibles (NASA POWER y SENAMHI).

La metodología incluyó el cálculo estadístico del CDF y PDF para caracterizar el régimen eólico, la estimación de la densidad de potencia eólica mediante la fórmula $\frac{P_w}{A} = \frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right)$, y la evaluación de la densidad de potencial de energía eólica aprovechable considerando tablas que evalúan la densidad de potencia de manera cualitativa. Los resultados indican que la región presenta una densidad de potencia eólica promedio de 20,01 W/m² a 10 m hasta 70,43 W/m² a 200 m, para datos de la NASA POWER y 17,29 W/m² a 10 m hasta 60,86 W/m² a 200 m, para datos del SENAMHI, con velocidades promedios de 2,91 m/s a 10 m hasta 4,42 m/s a 200 m, para datos de la NASA POWER y de 2,68 m/s a 10 m hasta 4,07 m/s a 200 m, para datos del SENAMHI. Esto corresponde a la Clase 1 (Bajo) según la clasificación de Bailey et al. (1997) y Manwell et al. (2009), lo que sugiere que existe un potencial bajo, pero representativo para identificar el recurso eólico disponible.

En conclusión, el lugar de Huambos específicamente en la zona de estudio cuenta con una baja densidad de potencial eólico y puede ser una razón que limita la cantidad de energía que puede generarse a partir de los aerogeneradores convencionales; sin embargo, los resultados muestran un incremento sostenible del recurso con la altura, dando la oportunidad de aprovechamiento mediante torres más altas o sistemas híbridos. Este comportamiento es consistente con datos reportados en otras zonas altoandinas del Perú, respaldando la metodología estadística empleada como una herramienta valida y replicable.

Palabras clave: energía eólica, distribución de Weibull, densidad de potencia, ley de Hellmann, Huambos.

ABSTRACT

The following study aimed to analyze wind potential density using the CDF and PDF at the Huambos Station, Chota Province, Cajamarca Department, between 2020 and 2025, and successfully determined the viability of harnessing the wind resource as a technical (in W/m²) was analyzed at different heights above ground level, using historical meteorological data on wind speed and direction from available databases (NASA POWER and SENAMHI).

The methodology included the statistical calculation of the CDF and PDF to characterize the wind regime, the estimation of wind power density using the formula $\frac{P_w}{A} = \frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right)$, and the evaluation of the potential density of usable wind energy considering tables that qualitatively assess power density. The results indicate that the region has an average wind power density of 20,01 W/m² at 10 m to 70,43 W/m² at 200 m, according to NASA POWER data, and 17,29 W/m² at 10 m to 60,86 W/m² at 200 m, according to SENAMHI data, with average wind speeds of 2,91 m/s at 10 m to 4,42 m/s at 200 m, according to NASA POWER data, and 2,68 m/s at 10 m to 4,07 m/s at 200 m, according to SENAMHI data. This corresponds to Class 1 (Low) according to the classification by Bailey et al. (1997) and Manwell et al. (2009), suggesting a low but representative potential for identifying the available wind resource.

In conclusion, the Huambos site-specifically the study area-has a low wind potential density, which may be a reason limiting the amount of energy that can be generated from conventional wind turbines; however, the results show a sustained increase in the resource with height, offering the opportunity for harnessing it through taller towers o hybrid systems. This behavior is consistent with data reported in other high-Andean regions of Peru, supporting the statistical methodology applied as a valid and replicable tool.

Keywords: Wind energy, Weibull distribution, power density, Hellmann law, Huambos.

I. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es una de las principales fuentes de energía renovable a nivel global, esto se debe a su capacidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aplacar el cambio climático. En nuestro país, el potencial eólico es importante, particularmente en zonas costeras y altoandinas; según el MINEM (2021) existen siete centrales eólicas en operación con una capacidad instalada conjunta de 408 MW, y resalta que la operación de las centrales de recursos energéticos renovables no convencionales, entre las que destacan las eólicas, reduce las emisiones de dióxido de carbono al ambiente, contribuyendo al beneficio de la salud de los peruanos. Estos proyectos se encuentran ubicados en Ica (Tres Hermanas, Wayra I y Parque Eólico Marcona), Cajamarca (Duna y Huambos), La Libertad (Cupisnique) y Piura (Talara).

En esta investigación, el problema principal es determinar la densidad de potencial eólico en la estación meteorológica Huambos, y para resolverlo se utilizarán técnicas de estadísticas avanzadas como la función de distribución acumulada (CDF) y la función de densidad de probabilidad (PDF). Estas técnicas facilitarán evaluar la distribución y la variabilidad de las velocidades de los vientos, ya que es importante evaluar la viabilidad de proyectos de energía eólica.

De antemano, nuestro estudio propone que la Estación Huambos, Provincia de Chota, es una ubicación geográfica ideal y tiene la disponibilidad de registros históricos de viento, sin embargo, no se ha realizado un análisis exhaustivo que integre métodos probabilísticos para determinar su densidad de potencial eólico. Este estudio propone procesar dichos datos mediante modelos estadísticos para obtener indicadores confiables, con el fin de establecer una línea base técnica, brindando información y datos relevantes de la zona, los cuales pueden ser contrastados con mediciones futuras y además sirven para dar mayor validez y seguridad en la toma de decisiones para inversionistas que quieran aprovechar el recurso eólico del lugar.

1.1. Problema general

¿Cuál es la densidad de potencial eólico en la Estación Huambos, Provincia de Chota, Departamento de Cajamarca, analizada mediante CDF y PDF?

1.2. Problemas específicos

- ¿Cuál es la frecuencia de ocurrencia de las diferentes velocidades del viento en la Estación Huambos?
- ¿Cuál es el valor de velocidad de máxima energía y la velocidad más probable en la Estación Huambos?
- ¿El valor de la densidad de potencia eólica en la estación Huambos es suficiente para considerar viable el aprovechamiento de energía renovable en la zona?

1.3. Justificación

Justificación Social

El valor social radica en que la cuantificación de la densidad de potencia eólica no es un fin en sí mismo, sino un medio para aportar al desarrollo de la localidad de Huambos. Al proporcionar datos científicos exactos, la investigación da validez a la existencia de un recurso energético aprovechable, lo cual ayuda a los que toman decisiones locales y a la comunidad a evaluar la factibilidad de proyectos eólicos. Este conocimiento contribuye directamente a reducir la brecha energética, promover la sostenibilidad ambiental y generar oportunidades de progreso para los habitantes de Huambos.

Justificación Práctica

La presente investigación ofrece una utilidad práctica inmediata al emplear la CDF y PDF para modelar el viento, superando las limitaciones de las distribuciones tradicionales *(normal o log-normal)*. Al utilizar los parámetros de forma (k) y escala (c), este modelo captura con mayor exactitud el comportamiento del viento, especialmente en la cola de la distribución. Esto es crucial en la práctica, pues los vientos de alta velocidad, aunque escasos, son determinantes en la generación de potencia. Por lo tanto, esta metodología permite realizar estimaciones de energía mucho más confiables, facilitando la toma de decisiones para el diseño, dimensionamiento y viabilidad económica del proyecto en la zona de estudio.

Justificación Ambiental

El análisis de la densidad de potencial eólico mediante el CDF y PDF en Huambos es clave para incentivar las energías renovables, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de CO_2. Esta investigación proporciona datos técnicos,

contribuyendo a una matriz energética más limpia y se enfocará en optimizar el uso del recurso eólico con criterios técnicos, minimizando impactos ambientales y asegurando un desarrollo sostenible.

1.4. Objetivos

Objetivo General

Analizar la densidad de potencial eólico mediante el CDF y PDF en la Estación Huambos, Provincia de Chota, Departamento de Cajamarca, 2020-2025.

Objetivos Específicos

OE1. Estimar la distribución de las ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud, realizando análisis estadísticos de los datos horarios. Todo ello en base a los datos de la estación meteorológica Huambos y de la NASA POWER.

OE2. Estimar el valor de velocidad de máxima energía y la velocidad más probable en la Estación Huambos.

OE3. Estimar el potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento.

1.5. Antecedentes

Con respecto a este tema, varios estudios han empleado modelos estadísticos y herramientas teóricas para evaluar el potencial de la energía eólica. Sin embargo, en China, Lei et al. (2009) destacan la importancia de combinar inteligencia artificial con modelos físicos y estadísticos para mejorar la predicción de la velocidad y potencia del viento, tanto a corto como a largo plazo. En esa misma línea, en Colombia, De Ávila et al. (2022) validaron el uso de la distribución de Weibull como un método confiable para analizar datos eólicos, resaltando su utilidad en la evaluación de la densidad de potencia y la variabilidad del viento. Asimismo, en México, Carvente et al. (2015) demostraron que el potencial eólico puede incrementarse significativamente al aumentar la altura de medición, utilizando Weibull para estimar que un aumento del 200 % en la altura inicial puede elevar la capacidad en un 50 %. A continuación, se presentarán investigaciones ligadas a la densidad de potencia eólica, como también ligados a la función de distribución de Weibull y su importancia con las energías renovables.

En la siguiente investigación, que fue llevada a cabo en el Centro de Ciencias Energéticas y Ambientales de la Universidad de Groningen (Países Bajos) y el Departamento de

Ciencias y Tecnologías de la Salud Ambiental de la Universidad de Jimma (Etiopía) en el año 2014, con el objetivo de determinar la contribución de las energías renovables a aplicaciones a gran escala y autónomas en Etiopía. El procedimiento consistió en cuantificar los potenciales (teórico, geográfico y adecuado) de las fuentes renovables utilizando bases de datos satelitales y atmosféricas como *SWERA* y *NASA*; específicamente para el recurso eólico, se estimó la densidad de potencia del viento (P) en el área barrida por la turbina a partir de la densidad del aire en movimiento (ρ) y el cubo de la velocidad predominante del viento (v), aplicando la fórmula $P = 0{,}5\rho\pi r^2 v^3$ (asumiendo una eficiencia de turbina del 30 % y una densidad del aire de 1,263 kg/m^3). Los hallazgos revelaron que, aunque el potencial teórico anual de energía eólica es de 110 PWh, la mayor parte del territorio etíope se clasifica en la clase 1 de viento (con una generación energética promedio anual de 360 kWh/m² y velocidades entre 3,5 y 5,6 m/s), lo que resulta económicamente poco competitivo para la instalación de turbinas a gran escala, reduciendo el potencial adecuado a solo 4 PWh y concluyendo que los sistemas eólicos autónomos difícilmente podrán cubrir la demanda energética básica en hogares rurales, salvo en contadas zonas favorables a lo largo del Gran Valle del Rift y el norte del país (Tucho et al., 2014).

Otro estudio, que se desarrolló en el Instituto de Ingeniería Energética de la Universidad Tecnológica de Cracovia (Polonia) y publicado en el año 2017, con el objetivo de evaluar la idoneidad y precisión de las funciones de distribución de Weibull de dos y tres parámetros en el análisis de recursos eólicos, enfocándose específicamente en el comportamiento ante frecuencias significativas de velocidades de viento bajas o nulas (rango de 0 a 2 m/s). El procedimiento consistió en una exhaustiva revisión bibliográfica de estudios previos, complementada con un caso práctico aplicado a datos meteorológicos reales de una estación en el noreste de Polonia (período 1971-2000); para ello, se utilizó el método de mínimos cuadrados a fin de estimar los parámetros de forma, escala y ubicación, comparando posteriormente la densidad de potencia y la energía eólica disponible calculadas con ambos modelos frente a los valores obtenidos directamente de las mediciones. Los hallazgos demostraron que, si bien la distribución de Weibull de dos parámetros es el modelo más utilizado en la industria, tiende a sobreestimar la producción energética en lugares con alta frecuencia de vientos nulos; en contraste, la distribución de Weibull de tres parámetros, al incorporar un parámetro de ubicación que ajusta la frecuencia de vientos nulos, ofrece un mejor ajuste estadístico (mayor coeficiente de

determinación y menor error estándar) y proporciona estimaciones de la densidad de potencia eólica mucho más precisas y realistas en estas condiciones específicas, consolidándose como una alternativa superior para la evaluación del recurso eólico en dichos escenarios (Wais, 2017).

En la misma línea, la siguiente indagación fue llevada a cabo en la Escuela de Tecnologías de la Información, Ingeniería, Matemáticas y Física de la Universidad del Pacífico Sur (Campus Laucala, Suva, Fiyi) y publicado en el año 2023, con el objetivo de proponer una técnica robusta basada en un enfoque bayesiano para estimar los parámetros de Weibull y comparar su desempeño frente a los modelos de dos y tres parámetros en la evaluación de recursos eólicos, especialmente en regiones tropicales con frecuentes bajas velocidades de viento. El procedimiento consistió en analizar datos de velocidad del viento de siete sitios en la región tropical (entre 1° N y 21° S del Ecuador, incluyendo Fiyi, Vanuatu, Kiribati, entre otros), aplicando tanto el método tradicional de estimación de máxima verosimilitud (MLE) como un enfoque de inferencia bayesiana (utilizando muestreo de Gibbs y cadenas de Markov Monte Carlo mediante el software JAGS) para ajustar las distribuciones; posteriormente, se evaluó la bondad de ajuste (mediante criterios como AIC, BIC, DIC, R^2, RMSE, MAE y MAPE) y se calculó la densidad de potencia eólica esperada para cada modelo. Los hallazgos demostraron que la distribución de Weibull de tres parámetros, al incorporar un parámetro de desplazamiento (shift) distinto de cero, ofrece un ajuste estadístico significativamente mejor y estimaciones de densidad de potencia eólica mucho más precisas (con un error relativo cercano a cero) en sitios con un alto porcentaje de velocidades de viento bajas o nulas (0-1 m/s) y baja asimetría; por el contrario, la distribución de dos parámetros resultó más adecuada únicamente cuando la ocurrencia de vientos nulos es mínima y la asimetría es alta, consolidando al método bayesiano como una alternativa superior y más robusta que el MLE para la caracterización del recurso eólico en estos entornos (Khan & Ahmed, 2023).

Algo semejante ocurre en la investigación, que fue llevada a cabo en el Departamento de Ingeniería Civil de la Universidad de Birmingham (Reino Unido) y publicada en el año 2021, con el objetivo de realizar una evaluación actualizada de la variación a largo plazo y estacional de la velocidad del viento a nivel local, regional y nacional, incluyendo los cambios en las distribuciones de Weibull y sus implicaciones para la generación de energía eólica. El procedimiento consistió en el análisis estadístico de datos de velocidad del viento del período 1981-2018, recolectados en 38 estaciones de observación en

superficie, aplicando diversos métodos numéricos (como el método empírico de Justus, el de máxima verosimilitud y el método de densidad de potencia) para estimar los parámetros de forma y escala de la distribución de Weibull, los cuales posteriormente se utilizaron para calcular la densidad de potencia eólica (WPD), el factor de capacidad y la probabilidad de operación de turbinas comerciales específicas. Los hallazgos demostraron que la función de distribución de Weibull modela satisfactoriamente la probabilidad de las velocidades medias diarias del viento (con un coeficiente de correlación generalmente superior a 0,9), destacándose el método de densidad de potencia (PDM) como el más preciso para este ajuste; los parámetros de escala y forma oscilaron entre 4,96-12,06 m/s y 1,63-2,97, respectivamente, lo que arrojó una densidad de potencia eólica estimada que varía desde 125 W/m^2 hasta 1407 W/m^2 (con un promedio de red de 458 W/m^2), confirmando además una marcada variabilidad estacional donde la densidad de potencia durante los meses de invierno es típicamente al menos el doble que durante el verano (Shu & Jesson, 2021).

Otro análisis llevado por la Escuela Nacional de Ciencias Aplicadas y el Grupo de Investigación en Física de la Energía, Materiales e Informática de la Universidad Abdelmalek Essaadi en Tetuán, Marruecos, y publicada en el año 2023, con el objetivo de evaluar el potencial de energía eólica en el norte de Marruecos y comparar las predicciones teóricas de producción con las mediciones reales de un parque eólico de 120 MW. El procedimiento consistió en recolectar datos de velocidad y dirección del viento cada 10 minutos durante un periodo de dos años (2019-2020) y aplicar el método de máxima verosimilitud (MLM) para estimar los parámetros de forma (k) y escala (c) de la función de distribución de Weibull, calculando posteriormente la densidad de potencia eólica teórica mensual y anual para contrastarla con los datos reales del sistema *SCADA*, ajustando las discrepancias mediante el cálculo de la disponibilidad técnica de las turbinas. Los hallazgos demostraron que la función de distribución de Weibull modela satisfactoriamente la probabilidad de las velocidades medias diarias del viento, obteniendo un alto coeficiente de determinación (R^2 de 0,92 en 2019 y 0,94 en 2020) junto con bajos valores de error cuadrático medio (*RMSE* de 0,032 y 0,019) y chi-cuadrado; además, al corregir la producción teórica considerando un 3,2% de indisponibilidad técnica, la desviación entre la producción real y la pronosticada se redujo significativamente (del 14,5 % al 11,26 % en 2019 y del 4,1 % al 4,07 % en 2020), lo que validó la robustez y precisión del método de Weibull para estimar el potencial eólico y

permitió identificar fallos operativos específicos, como los problemas de orientación en el sistema de guiñada de las turbinas *WTG 30* y *WTG 33* (Bousla et al., 2023).

Otro análisis llevado a cabo en el Departamento de Ingeniería de Energías Renovables de la Universidad Isra (Amán, Jordania) y publicado en el año 2022, con el objetivo de evaluar el potencial de energía eólica en la ciudad norteña de Ajloun, Jordania, para determinar la viabilidad de la generación de energía en el sitio. El procedimiento consistió en recolectar y analizar datos horarios de velocidad del viento a una altura de 10 metros durante un período de 11 años (2010-2020), aplicando la función de distribución de Weibull de dos parámetros para estimar los parámetros de forma (k) y escala (c), y calcular posteriormente la densidad de potencia y energía eólica mediante las fórmulas estadísticas correspondientes. Los hallazgos revelaron que los valores promedio de los parámetros de forma y escala fueron 1,586 y 4,073, respectivamente, lo que indica una baja dispersión en la velocidad del viento; además, se determinó que la densidad de potencia eólica máxima se alcanza en el mes de junio (118,86 W/m^2) y la mínima en noviembre (42,38 W/m^2), concluyendo que, aunque la ciudad posee recursos eólicos clasificados como pobres según los estándares internacionales, el sitio resulta adecuado y viable para aplicaciones de generación de energía a pequeña escala (Al-Ghriybah, 2022).

Otra investigación se llevó a cabo en el parque eólico de Maling Mountain, en la provincia de Jiangsu, China, y fue desarrollada por investigadores de la Escuela de Ingeniería Mecánica y Electrónica de la Universidad de Tecnología de Lanzhou y el Instituto de Inspección y Pruebas de Equipos Especiales de la Provincia de Gansu en el año 2021, con el objetivo de evaluar el potencial de energía eólica y las características del viento proponiendo un método basado en distribuciones estadísticas de mezcla finita que considera la correlación entre la velocidad y la dirección del viento. El procedimiento consistió en adoptar un enfoque de modelado angular-lineal para construir la función de densidad de probabilidad conjunta, utilizando una distribución de mezcla de Weibull de tres parámetros con dos componentes para modelar la velocidad del viento (manejando adecuadamente datos multimodales y de baja velocidad o calma) y una distribución de mezcla de Von Mises para la dirección del viento, estimando los parámetros mediante el algoritmo de maximización de expectativas (EM) y seleccionando el modelo óptimo con criterios de información AIC, BIC, el coeficiente de determinación R^2 y el error cuadrático medio (RMSE), aplicados a datos de campo monitoreados cada 10 minutos

durante un año. Los hallazgos revelaron que este método de mezcla es altamente efectivo y preciso, demostrando que el área estudiada pertenece a una zona de baja velocidad del viento (clase 1), no apta para turbinas eólicas de gran escala, pero sí para aplicaciones a pequeña escala, y que ignorar la influencia de la dirección del viento conduce a una sobreestimación inexacta del potencial energético (125,78 W/m² frente a los 93,27 W/m² reales calculados con el modelo conjunto). Este estudio aporta significativamente a la investigación de la densidad de potencial eólico mediante la función de distribución de Weibull al demostrar que el uso de una *mezcla* de Weibull de tres parámetros supera las limitaciones del modelo tradicional de uno o dos parámetros, capturando con mayor fidelidad las frecuencias de vientos nulos o bajos y las distribuciones multimodales; al integrar esto con la dirección del viento, se proporcionan estimaciones de densidad de potencia y producción de energía mucho más realistas, lo que reduce incertidumbres, optimiza la selección de sistemas de conversión de energía y mejora la viabilidad de las decisiones de inversión en el aprovechamiento de energías eólicas (Wang & Liu, 2021).

La investigación, desarrollada en el año 2023 por el Centro Nacional para el Desarrollo de Tecnologías del Ministerio de Investigación Científica e Innovación (Camerún), en colaboración con la Escuela Nacional Superior de Ingeniería de la Universidad de Maroua y el Departamento de Ingeniería Energética de la Universidad de Ngaoundere, tuvo como objetivo analizar la precisión en la determinación de los parámetros de forma (k) y escala (c) de la distribución de Weibull de dos parámetros, investigando cómo el nivel de velocidad del viento de un sitio afecta la elección del método de estimación para una evaluación más exacta del potencial eólico. El procedimiento consistió en evaluar y comparar catorce métodos numéricos (incluyendo el Método del Factor de Patrón de Energía, Máxima Verosimilitud, Método Gráfico, Método de mínimos cuadrados, entre otros) mediante pruebas estadísticas como el error cuadrático medio (RMSE), el coeficiente de determinación (R^2) y el error relativo (RE), aplicados a datos horarios de viento durante un período de 10 años (2005-2014) medidos a 10 metros de altura en tres sitios con diferentes regímenes de viento (ligeramente, moderadamente y muy ventosos) ubicados en la República Democrática del Congo, Botsuana y Mauritania. Los hallazgos revelaron que el Método del Factor de Patrón de Energía (EPFM) es el más adecuado, robusto y preciso para estimar los parámetros de Weibull en todos los niveles de velocidad del viento, mostrando los valores más bajos de RMSE y los más altos de R^2, mientras que el Método de Variabilidad del Viento (WVM) y el Método Marroquí (MoroM) resultaron

estadísticamente inadecuados; además, se determinó que el factor de forma (k) disminuye con la altura sobre el nivel del suelo, mientras que el factor de escala (c) aumenta con la altura. Este estudio aporta significativamente a la investigación de la densidad de potencial eólico mediante la función de distribución de Weibull al demostrar que la selección del algoritmo de estimación es un factor crítico que impacta directamente en la exactitud del cálculo de la densidad de potencia del viento, proporcionando así una metodología validada (EPFM) que reduce las incertidumbres, evita la sobreestimación o subestimación del recurso y optimiza la viabilidad técnica, el diseño y la planificación de inversiones en el aprovechamiento de sistemas de conversión de energía eólica en diversas condiciones geográficas (Aziz et al., 2023).

La investigación se llevó a cabo en el sureste de Rumania, en las cercanías de la ciudad de Tulcea, y fue desarrollada por investigadores de la Universidad Dunarea de Jos de Galati y la Universidad Politécnica de Bucarest en el año 2022, con el objetivo de evaluar las características del viento y el potencial de energía eólica terrestre bajo condiciones de clima continental templado para apoyar el desarrollo de proyectos eólicos en el país. El procedimiento consistió en analizar datos horarios de velocidad del viento registrados durante el año 2019 y extrapolados a una altura de 80 metros, aplicando la función de distribución de Weibull (a través de sus funciones de densidad de probabilidad y distribución acumulativa) para estimar los parámetros de forma (k) y escala (c), así como la densidad de potencia eólica (WPD) a nivel mensual y anual. Los hallazgos revelaron que el parámetro de forma anual fue de 1,153 y el de escala de 5,602, con una densidad de potencia media anual de 423 W/m^2 (oscilando entre 113 W/m^2 en octubre y 768 W/m^2 en febrero), concluyendo que la velocidad del viento que produce la máxima energía, más que la velocidad promedio o la más frecuente, tiene la mayor influencia en el potencial eólico, y que el sitio analizado es adecuado para la explotación de esta energía. Este estudio aporta significativamente a la investigación de la densidad de potencial eólico mediante la función de distribución de Weibull al validar su eficacia para modelar las marcadas variaciones estacionales y mensuales del viento en climas continentales, proporcionando una metodología estadística robusta que permite calcular con precisión la densidad de potencia, reducir las incertidumbres en los estudios de viabilidad financiera y optimizar la selección de ubicaciones y tecnologías para el aprovechamiento eficiente, seguro y rentable de la energía eólica (Paraschiv et al., 2022).

La investigación se llevó a cabo en 14 provincias con 30 sitios distribuidos a lo largo de Irán, y fue desarrollada por investigadores del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad del Cercano Oriente (Chipre del Norte), el Departamento de Ingeniería Aeronáutica de la Universidad de Kyrenia (Chipre del Norte) y el Departamento de Ingeniería Aeronáutica de la Universidad de Erciyes (Kayseri, Turquía) en el año 2022, con el objetivo de investigar y comparar el rendimiento de ocho métodos de estimación de los parámetros de la distribución de Weibull para la evaluación precisa del potencial de energía eólica. El procedimiento consistió en aplicar los métodos del Factor de Patrón de Energía (EPF), Método Empírico (EM), Método de Iteración de Momentos (MIM), Método de Momentos (MOM), Método Empírico de Mabchour (EMM), Método de Densidad de Potencia (PDM), Método de Máxima Verosimilitud (MLM) y Método de Máxima Verosimilitud Modificado (MMLM) a datos meteorológicos de velocidad del viento recopilados a 40 metros de altura durante un año en los 30 sitios, evaluando su desempeño mediante indicadores estadísticos como el error cuadrático medio (RMSE), el coeficiente de determinación (R^2), el error de chi-cuadrado (X^2) y el error absoluto medio (MAE). Los hallazgos revelaron que el Método Empírico (EM) demostró superioridad sobre las demás técnicas en términos de errores, presentando los valores más bajos de RMSE y MAE y los más altos de R^2 en la mayoría de los sitios, seguido por el MOM y el EPF como alternativas viables, mientras que el PDM, aunque produjo valores de densidad de potencia eólica (WPD) cercanos a los valores exactos medidos, ocupó el último lugar al ser evaluado con los indicadores de error estadístico. Este estudio aporta significativamente a la investigación de la densidad de potencial eólico mediante la función de distribución de Weibull al constituir la comparación más exhaustiva realizada hasta la fecha con ocho métodos aplicados a un número considerable de sitios (30), superando los estudios previos que solo comparaban entre tres y seis métodos, y al identificar de manera robusta el algoritmo de estimación más preciso (EM) para determinar los parámetros de forma (k) y escala (c), lo cual impacta directamente en la exactitud del cálculo de la densidad de potencia del viento, reduce las incertidumbres en la predicción de la producción energética y optimiza la viabilidad técnica y financiera de los proyectos de aprovechamiento de energías eólicas en terrenos diversos (Teimourian et al., 2022).

Esta investigación fue llevada a cabo por el Departamento de Estadística e Informática de la Universidad Federal Rural de Pernambuco, en conjunto con la Universidad Federal de

Piauí y la Universidad Estatal de Paraíba (Brasil), y publicada en el año 2024, con el objetivo de estimar el potencial de energía eólica a diferentes alturas en todo el territorio brasileño mediante el uso de modelos de mezclas de distribuciones de probabilidad. El procedimiento consistió en analizar series horarias de velocidad del viento provenientes de 575 estaciones meteorológicas automáticas durante el período 2000-2022 a seis alturas distintas (10 m, 25 m, 50 m, 75 m, 100 m y 120 m), aplicando el algoritmo de Expectativa-Maximización (EM) para estimar los parámetros de forma, escala y peso de la distribución mixta Weibull-Weibull, y utilizando el método de Ponderación por Distancia Inversa (IDW) para interpolar y predecir la densidad de potencia eólica (WPD) en ubicaciones sin datos directos. Los hallazgos demostraron que la mezcla de distribuciones Weibull-Weibull ofrece un ajuste estadístico excelente y superior a los modelos de un solo componente para estimar la distribución de la densidad de potencia eólica en grandes áreas, especialmente en series de tiempo con comportamiento bimodal; además, se identificó que la región Nordeste de Brasil presenta los valores más altos de densidad de potencia eólica (con estimaciones que superan los 1200 W/m² en septiembre a 120 m de altura y picos de hasta 6237,67 W/m^2), seguida por las regiones Sur, Sureste y Centro-Oeste, mientras que la región Norte mostró el potencial más bajo debido a la influencia de la selva amazónica en la reducción de la velocidad del viento (dos Santos et al., 2024).

En consecuencia, a nivel global existen desafíos en la adopción de la energía eólica a pesar de su potencial en Indonesia, Martosaputro y Murti (2014) señalan que, pese a los estudios existentes, la capacidad instalada es mínima (1,6 MW de 9,29 GW disponibles), por lo que recomiendan programas de promoción más intensivos. En Perú, Valdez et al. (2022) resaltan que el país tiene un recurso eólico significativo, especialmente en zonas costeras, pero su desarrollo aún es limitado (siete parques eólicos con 401 MW). No obstante, destacan que el gobierno ha implementado incentivos fiscales y garantías de conexión a la red para impulsar proyectos renovables, lo que podría reducir la dependencia de combustibles fósiles.

Diversos estudios en Perú han aplicado metodologías avanzadas para evaluar el potencial eólico en distintas regiones. En Pimentel, Pérez et al. (2017) combinaron la ley de Betz y la distribución de Weibull para determinar que solo el 59 % de la energía del viento es aprovechable, enfatizando la necesidad de datos históricos de al menos cinco años para estudios de viabilidad. En Juliaca, Quiñonez et al. (2019) compararon datos de SENAMHI y la NASA POWER, validando su precisión y calculando una densidad de

potencia de 15,91 W/m² a 25 metros, lo que sugiere condiciones favorables para aerogeneradores de baja potencia. Por otro lado, en Santa Cruz, Cajamarca, Carrasco (2023) utilizó Weibull para analizar datos satelitales a 50 metros de altura, encontrando un potencial de 94,48 W/m² en el Cerro Cotorumi, lo que refuerza la viabilidad de proyectos eólicos en zonas altas.

La implementación de sistemas eólicos en áreas remotas es un tema recurrente en la investigación peruana. En San Ramón, Junín, Borda Luna et al. (2022) diseñaron un aerogenerador de baja potencia (3,68 m/s, 23,54 J/s), demostrando su eficacia para comunidades con demanda limitada al alimentar un foco LED. En Llushcapampa, Cajamarca, Santos, D. (2019) propuso un sistema híbrido eólico-solar con un aerogenerador de 3 kW, basado en datos de Weibull, para cubrir una demanda máxima de 16,844 kW. Similarmente, en El Pongo, Jaén, Vera y Lizana (2022) determinaron que tres aerogeneradores podrían generar 81 kW.h/día con vientos de 3,69 m/s, subrayando la necesidad de más investigación empírica para optimizar estos sistemas en zonas sin acceso a la red eléctrica.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Población, muestra y muestreo

Población

Para nuestra investigación son las velocidades de viento que se encuentran registradas en el portal web del SENAMHI (2025) y NASA POWER (2025) entre los años 2020 y 2025.

Muestra

En este estudio serán las velocidades del viento entre los años 01/07/2020–31/07/2025 para la estación Huambos, provincia de Chota, departamento de Cajamarca, el código de la estación meteorológica del SENAMHI es 47E94706.

Muestreo

Se empleó un muestreo no probabilístico intencional debido a que la Estación Huambos (2020-2025) es la única fuente con datos continuos y validados que representan las condiciones microclimáticas reales de la zona. Utilizar la serie temporal completa preserva la estacionalidad del viento, permitiendo un ajuste preciso de las funciones CDF y PDF (parámetros k y c). Esto garantiza una estimación energética confiable,

indispensable para el correcto dimensionamiento del sistema que alimenta el proyecto implementado en Huambos.

2.2. Materiales

- Datos obtenidos del Portal web Global Wind Atlas, para elegir la zona de estudio.

- Datos meteorológicos obtenidos del Portal web del SENAMHI como velocidad del viento, altura registrada del viento, latitud, longitud, y dirección del viento registrado.

- Datos meteorológicos obtenidos del Portal web NASA POWER como velocidad del viento, altura registrada del viento, latitud, longitud, y dirección del viento registrado.

- Además, se utilizarán programas especializados para el procesamiento estadístico como EXCEL y WRPLOT.

2.3. Métodos

2.3.1. OE1. Estimar la distribución de las ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud, realizando análisis estadísticos de los datos horarios. Todo ello en base a los datos de la estación meteorológica Huambos y de la NASA POWER.

Actividad 01. Análisis preliminar de los datos

El propósito principal es obtener la distribución empírica de frecuencias de las velocidades del viento en un lugar específico (Huambos) a lo largo del tiempo y ajustarle un modelo de Weibull (PDF y CDF), evaluando la bondad del ajuste.

Actividad 1.1. Velocidad promedio

$$v_{promedio} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} v_i \qquad (1)$$

Actividad 1.2. Desviación Estándar

Calcular la variación o dispersión en la que los puntos de datos individuales difieren de la media.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N}\left(v_i - v_{promedio}\right)^2} \qquad (2)$$

Actividad 1.3. Variabilidad interhoraria del viento

En esta investigación se trabajó con datos horarios y no con datos por segundo con promedios de 10 minutos, que es el período de referencia que exige el criterio de *intensidad de turbulencia* de la norma IEC 61400-1 (IEC, 2005). Por lo tanto, el indicador calculado no corresponde a la intensidad de turbulencia que es la desviación típica de la velocidad horizontal dividida entre la velocidad media del viento en un período de tiempo típicamente de 10 minutos, sino a la variabilidad inter horaria del viento.

$$I_t = \frac{\sigma}{v_{promedio}} \quad (3)$$

Donde:

$v_{promedio}$: Velocidad promedio (m/s).

N : Número de datos evaluados.

v_i : Velocidad del aire para un periodo específico (m/s).

σ : Desviación estándar para una muestra.

I_t : Intensidad de turbulencia.

Actividad 1.4. Ley de Hellmann

El comportamiento del viento sobre terrenos planos y uniformes es un fenómeno bien estudiado, respaldado por abundantes datos experimentales y fundamentos teóricos. Para aplicaciones de ingeniería, este conocimiento se traduce en un modelo práctico porque el perfil medio del viento describe cómo varía la velocidad con la altura y se representa mediante una *"Ley de potencia"* utilizando promedios temporales entre 10 y 60 minutos. Sin embargo, se advierte que este enfoque presenta limitaciones significativas, dado que el exponente de la ley varía con la altura, la rugosidad de la superficie y la estabilidad atmosférica, lo que reduce considerablemente su utilidad en situaciones muy complejas (Petersen et al., 1998).

Para describir el perfil medio del viento (definido como la velocidad del viento promediada en intervalos de 10 a 60 minutos) se emplea frecuentemente en ingeniería la **Ley de Potencia**, también conocida como **Ley de Hellmann**. Este modelo matemático relaciona las velocidades del viento a diferentes alturas mediante la siguiente expresión:

$$v_{(Z)} = v_0 \left[\frac{z}{z_0}\right]^{\alpha} \quad (4)$$

Donde:

$v_{(z)}$: Velocidad del viento a la altura estimada (m/s)

v_0 : Velocidad del viento a la altura de referencia (m/s).

z : Altura del viento estimado (m)

z_0 : Altura de referencia (m)

α : Coeficiente de fricción de la superficie del suelo.

También, se le conoce a "α" como el exponente de la *ley de potencia*, con un valor típico de 0,14 el cual se ha utilizado en esta investigación. Asimismo Petersen et al. (1998) proponen los siguientes valores típicos:

Tabla 1

Coeficiente de fricción para varios terrenos

Tipo de terreno	Coeficiente de fricción "α"
Océanos, lagos y superficies suaves	0.10
Maleza de hasta 35 centímetros de alto	0.15
Cultivos altos, setos y arbustos	0.20
Región arbolada	0.25
Ciudad pequeña con arbustos y pequeños árboles	0.30
Ciudad con edificios altos	0.40

Nota. Tomado de *Wind and Solar Power Systems* (p. 70), por Patel (2006), CRC Press.

Si bien Petersen et al. (1998) advierten que el exponente "α" varía con la altura, la rugosidad de la superficie y la estabilidad atmosférica, lo que limita su utilidad en terrenos muy complejos, este modelo sigue siendo una herramienta práctica, robusta y ampliamente aceptada para la extrapolación vertical en evaluaciones preliminares de recursos eólicos. Su aplicación en el presente estudio se justifica por su simplicidad computacional y su eficacia para estimar el potencial energético en rangos de altura moderados.

Actividad 02. Dirección de viento

Los diagramas de rosa son una herramienta gráfica ampliamente utilizada para visualizar de forma simultánea dos tipos de información: la orientación de un fenómeno, expresada como un ángulo distribuido alrededor de un círculo de manera similar a una rosa de los vientos, y su magnitud, expresada mediante la distancia desde el centro hacia afuera. Al

combinar ambos elementos, este tipo de gráfico se construye sobre un sistema de coordenadas polares (Sanderson & Peacock, 2020).

Actividad 2.1. Gestión de datos

Se recopilan los datos de velocidades y dirección del viento.

Actividad 2.2. Clasificamos los sectores angulares

Se procede a dividir los 360° en sectores, usualmente pueden ser de 8, 12, o 16 sectores que incluyan (Norte – Sur – Este – Oeste).

Actividad 2.3. Cálculo de frecuencias

Frecuencia direccional: Porcentaje de tiempo que el viento sopla desde cada sector.

Velocidad media por sector: Promedio de las velocidades en cada dirección.

Actividad 2.4. Generación de la rosa de vientos

Métodos digitales:

Excel: Usa gráficos radiales (requiere tablas de frecuencias precalculadas).

WRPLOT: Software gratuito para versiones básicas.

Actividad 03. Función de Densidad de Probabilidad de Weibull (PDF)

Es una función continua que describe la probabilidad de ocurrencias de las distintas velocidades del viento en el periodo evaluado. Esta distribución estadística modela la frecuencia relativa con la que se presentan las magnitudes del viento, permitiendo caracterizar el comportamiento del recurso eólico independientemente del orden temporal en el que ocurrieron los registros. La ecuación matemática de la PDF de Weibull se expresa de la siguiente manera:

$$f_{(v)} = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}\right)} \quad (5)$$

Condiciones de Validez matemática:

$v \geq 0$: La velocidad del viento no puede adoptar valores negativos.

$c > 0$: El parámetro de escala debe ser positivo.

$k > 0$: El parámetro de forma debe ser positivo.

$f_{(v)}$: Se define estrictamente para valores positivos $v \geq 0$. Determinando con que frecuencia u ocurrencia sopla el viento a diferentes velocidades.

Tratamiento de las calmas ($0 \leq v < 0{,}5$): Dado que la Función de Densidad de Probabilidad de Weibull no puede representar matemáticamente la probabilidad de calma

(velocidad de viento nula o prácticamente nula); su valor en "v" es cero para ($k > 1$) o indeterminado para ($k < 1$), por lo tanto, estos registros deben excluirse del ajuste de los parámetros "c" y "k", y contabilizarse aparte como una proporción discreta del total de datos (Huang et al., 2021). En esta investigación, siguiendo el criterio de clasificación del WRPLOT, se considera como "Calma" a toda velocidad de viento inferior a 0,50 m/s (el límite inferior de la primera clase de viento considerada). Bajo este criterio, los registros de "Calma" se excluyen del ajuste de Weibull y se reportarán de forma independiente. En el caso hipotético de existir registros con velocidad de viento exactamente igual a 0 m/s, estos se clasifican, bajo el mismo criterio, dentro de la categoría "Calma", quedando igualmente excluidos del ajuste de la distribución.

En caso de datos faltantes o incompletos, estos registros no representan una velocidad de viento (ni nula ni positiva), sino la ausencia de medición, por lo que se excluyen tanto de las clases direccionales de velocidad como del ajuste de los parámetros de Weibull, de la misma forma en que se excluyen las calmas. El dato faltante no es, en absoluto, una observación de la variable en estudio.

Definición de parámetros:

Se establece que el parámetro de escala "c", refleja qué tan intenso es el recurso eólico de un lugar bajo consideración, mientras que el parámetro de forma, "k", describe el nivel de dispersión de las velocidades de viento registradas, es decir, si estas tienden a estar agrupadas de manera uniforme en torno a cierto valor característico (Keyhani et al., 2010).

Donde:

- c : Parámetro de la escala de Weibull.
- k : Parámetro de la forma de Weibull adimensional.

Actividad 04. Hallar la Función de Distribución Acumulada de Weibull (CDF)

Es una herramienta importante para calcular la probabilidad de que una variable aleatoria sea menor o igual a un valor específico y su ecuación es:

$$Fi_{(v<v_i)} = 1 - e^{\left[-\left(\frac{v_i}{c}\right)\right]^k} \quad (6)$$

Además, se utiliza el método de regresión lineal, para relacionar las variables implicadas, y nos da como resultado las siguientes ecuaciones (Justus et al., 1978):

$$y_i = Ln(-Ln(1 - Fi)) \quad (7)$$

$$x_i = Ln(v_i) \quad (8)$$

$$a = -k\,Ln(c) \quad (9)$$

$$b = k \quad (10)$$

Estas variables se obtienen a partir del análisis respectivo de la data que se ha recopilado para un intervalo de tiempo determinado.

Otra forma de hallar los valores de *"a"* y *"k"* es utilizando las ecuaciones de mínimos cuadrados, teniendo en cuenta las siguientes fórmulas:

$$y_i = kx_i + a \quad (11)$$

Las ecuaciones de mínimos cuadrados son:

$$b = k = \frac{N\sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{N\sum {x_i}^2 - \sum x_i \sum x_i} \quad (12)$$

$$a = \frac{\sum y_i \sum {x_i}^2 - \sum x_i \sum x_i y_i}{N\sum {x_i}^2 - \sum x_i \sum x_i} \quad (13)$$

Y, para hallar "c" se despeja de la siguiente forma (Ec. 9), se obtiene:

$$c = e^{\left(-\frac{a}{k}\right)} \quad (14)$$

2.3.2. OE2. Estimar el valor de velocidad de máxima energía y la velocidad más probable en la Estación Huambos.

Actividad 01. Velocidad de viento que porta energía máxima

La velocidad que maximiza el aprovechamiento energético eólico en la ubicación analizada se determina mediante los parámetros ("c" y "k") aplicando la expresión (Soulouknga et al., 2017):

$$v_{mec} = c\left(1 + \frac{2}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (15)$$

Actividad 02. Velocidad de viento más probable

La velocidad de viento más frecuente en el periodo analizado, derivada analíticamente de los parámetros ("c" y "k") mediante la fórmula (Soulouknga et al., 2017):

$$v_{mp} = c\left(1 - \frac{1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (16)$$

2.3.3. OE3. Estimar el potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento.

Actividad 1. Densidad de Potencia Eólica (P_w/A)

La densidad de potencia eólica es un indicador representativo del recurso eólico, dado que cuantifica cuanta energía puede generarse a partir de las distintas velocidades de viento en el sitio de estudio (Yancachajlla & Vilca, 2022).

$$\frac{P_w}{A} = \int_0^\infty \frac{1}{2}\rho v_i f_{(v)} dv = \frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right) \quad (17)$$

Donde:

- ρ : Densidad de aire estándar, considerada principalmente como constante de 1,225 kg/m^3 a nivel del mar (1 atm) y 15 °C.
- A : Área barrida de la turbina (m^2).
- k : Parámetro de la forma de Weibull adimensional.
- Γ : Valor Gamma.
- $\frac{P_w}{A}$: Densidad de Potencia Eólico (W/m^2).
- c : Parámetro de la escala de Weibull.

Para identificar **(ρ)** se puede hallar de forma indirecta conociendo la temperatura y altura sobre el nivel del mar (Yancachajlla & Vilca, 2022).

$$\rho = 1.225\left(\frac{288}{T+273}\right)e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)} \quad (18)$$

Donde:

- T : Temperatura del lugar (°C) [T_{prom}=17,8 °C]
- h : Altura del lugar m.s.n.m (m) [2 258 msnm]
- ρ : Densidad de aire (kg/m^3).

El valor de Gamma, se encuentra relacionado en la siguiente expresión (Khahro et al., 2014).

$$c = \frac{v_{promedio}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (19)$$

Para conocer de manera cualitativa la viabilidad del recurso eólico, se toma en cuenta la siguiente tabla:

Tabla 2

Densidad de Potencia.

Densidad de potencia	**Cualidad**
$\frac{P_w}{A} < 100\ W/m^2$	Bajo
$\frac{P_w}{A} \approx 400\ W/m^2$	Bueno
$\frac{P_w}{A} > 700\ W/m^2$	Excelente

Nota. Tomado de *Wind Energy Explained Theory, Design and Application* (p. 34), por Manwell et al. (2009), Ed. Wiley.

Otro autor define las clases de potencia eólica en términos de los límites superiores de la densidad media de potencia eólica y la velocidad media del viento a 30 m (98 pies) y 50 m (164 pies) sobre el nivel del suelo, como se muestra en la siguiente tabla (Bailey et al., 1997).

Tabla 3

Clases de densidad de potencia eólica.

	30 m (98 ft)		**50 m (164 ft)**	
Clase de energía eólica	***Densidad de energía eólica* (W/m²)**	***Velocidad del viento* m/s (mph)**	***Densidad de energía eólica* (W/m²)**	***Velocidad del viento* m/s (mph)**
1	≤160	≤5.1 (11.4)	≤200	≤5.6 (12.5)
2	≤240	≤5.9 (13.2)	≤300	≤6.4 (14.3)
3	≤320	≤6.5 (14.6)	≤400	≤7.0 (15.7)
4	≤400	≤7.0 (15.7)	≤500	≤7.5 (16.8)
5	≤480	≤7.4 (16.6)	≤600	≤8.0 (17.9)
6	≤640	≤8.2 (18.3)	≤800	≤8.8 (19.7)
7	≤1600	≤11.0 (24.7)	≤2000	≤11.9 (26.6)

Nota. Tomado de *Wind Resource Assessment Handbook Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Program* (p. 15), por Bailey et al. (1997), NREL.

III. RESULTADOS

OE1. Estimar la distribución de las ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud, realizando análisis estadísticos de los datos horarios. Todo ello en base a los datos de la estación meteorológica Huambos y de la NASA POWER.

Actualmente, las turbinas eólicas modernas operan a altitudes donde el viento es más fuerte y constante. La aplicación de la Ley de Hellmann nos permite convertir los datos brutos de la NASA POWER a la altitud real de operación de la turbina, evitando subestimar o sobreestimar los recursos disponibles. La cantidad de datos analizados fue de 44 568.

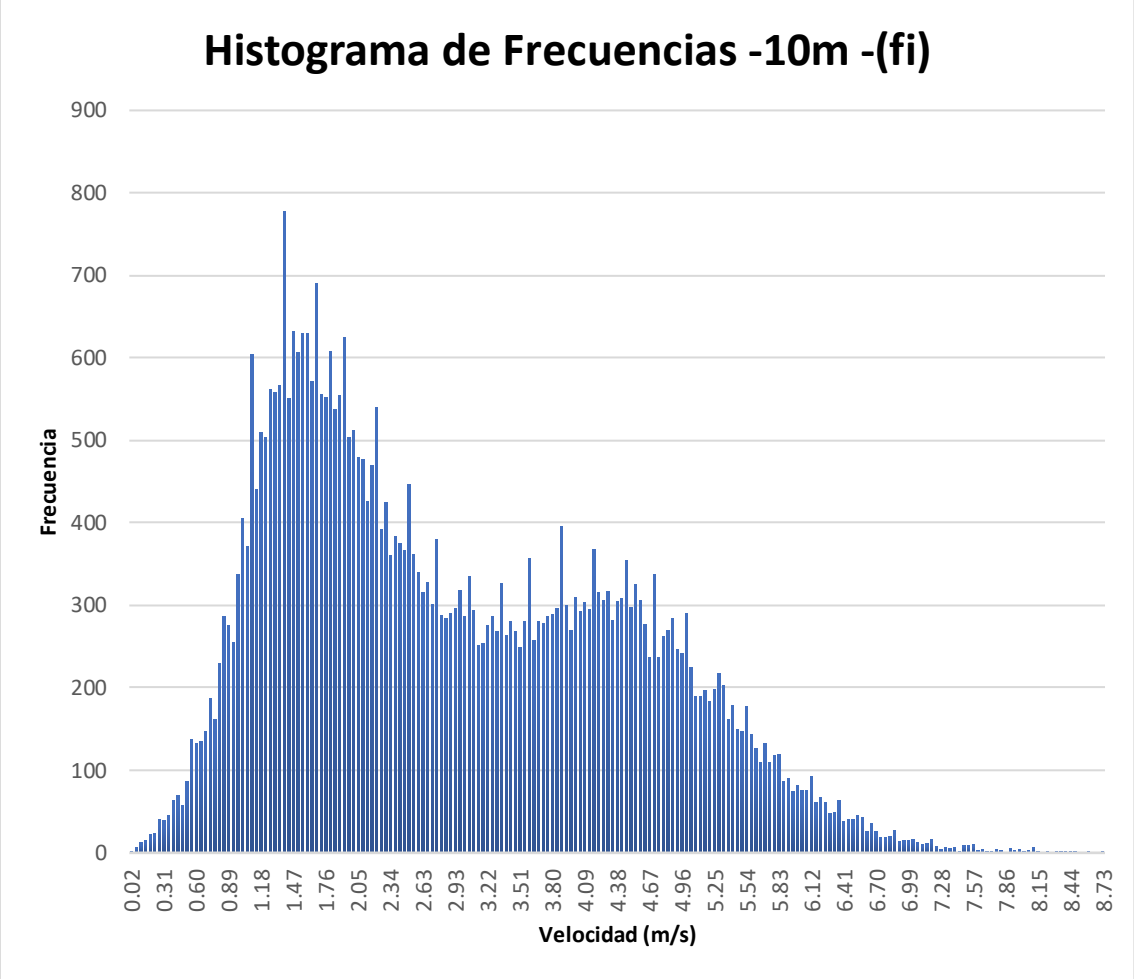
Distribución de ocurrencias para datos de la NASA POWER horario utilizando la Ley de Hellmann.

Desde los 10 metros hasta los 200 metros de altura, los datos de la NASA POWER revelan una tendencia positiva, el viento no solo se hace más fuerte con la altura, sino que su valor energético crece exponencialmente. Entre los 10 y los 200 metros, las velocidades modales van de ~2,50 m/s a ~3,80 m/s. Asimismo la velocidad promedio se incrementa de 2,91 m/s a 4,42 m/s. Esto significa que una zona que parece poco prometedora en tierra puede esconder un recurso renovable poderoso en altura, ideal para turbinas de generación eólica en capas atmosféricas superiores, donde el viento fluye con menos fricción y mayor constancia.

En la figura 1 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 1,39 m/s, con 777 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Esto se puede interpretar como una distribución unimodal con fuertes concentraciones en velocidades bajas, sesgada a la derecha. El rango de velocidades con registros se amplía de 0,02 a 8,73 m/s, coincidiendo con una V_{prom}= 2,91 m/s y con la moda de Weibull (V_{mp}= 2,50 m/s).

Figura 1

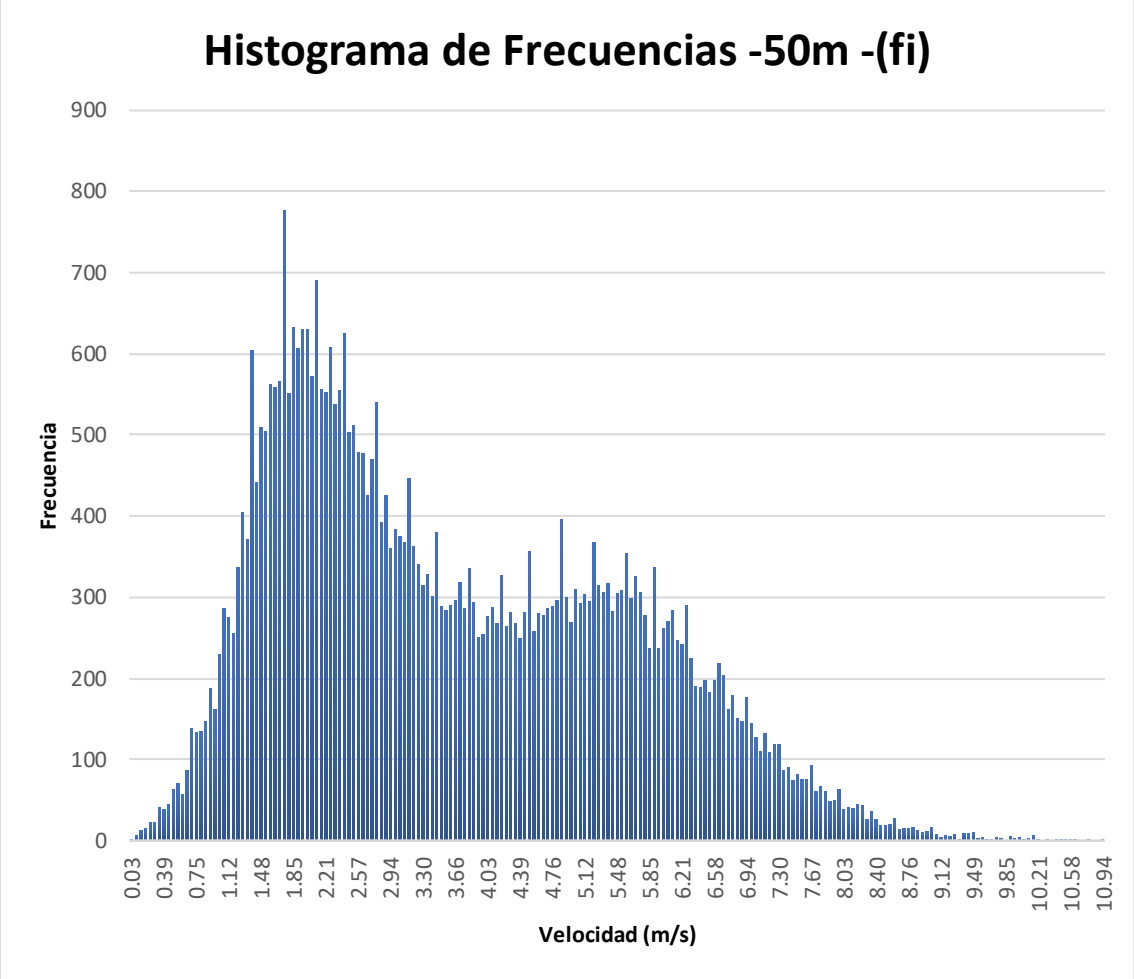
Histogramas de NASA POWER de 10 m.



En la figura 2 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 1,68 m/s, con 777 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Esto nos indica que la barra más alta se mantiene en 777 horas en las 5 alturas de la NASA POWER. La ley de Hellmann aplica un factor de escala constante a toda la serie, por lo que estira el eje de velocidad sin alterar la forma de la distribución. El rango de velocidades con registros se amplía de 0,03 a 10,94 m/s y la Vprom sube a 3,64 m/s, con una moda de Weibull de (V_{mp}= 3,13 m/s), evidenciando menor fricción con la altura.

Figura 2

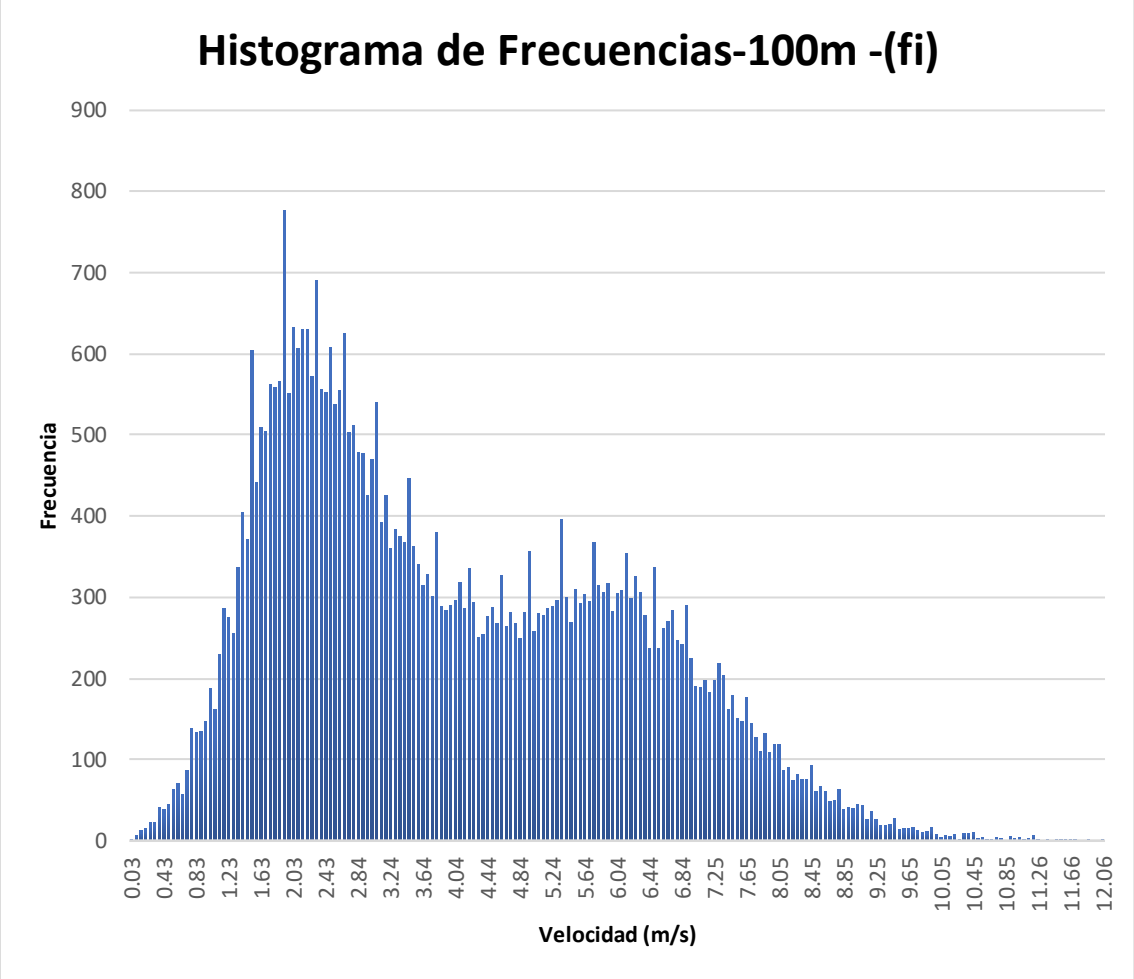
Histogramas de NASA POWER de 50 m.



En la figura 3 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 1,92 m/s, con 777 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Dando a interpretar que tiene una distribución unimodal con fuertes concentraciones en velocidades bajas, sesgada a la derecha, con un rango de 0,03 a 12,06 m/s; coincidiendo con una Vprom= 4,01 m/s y con la moda de Weibull (Vmp= 3,45 m/s).

Figura 3

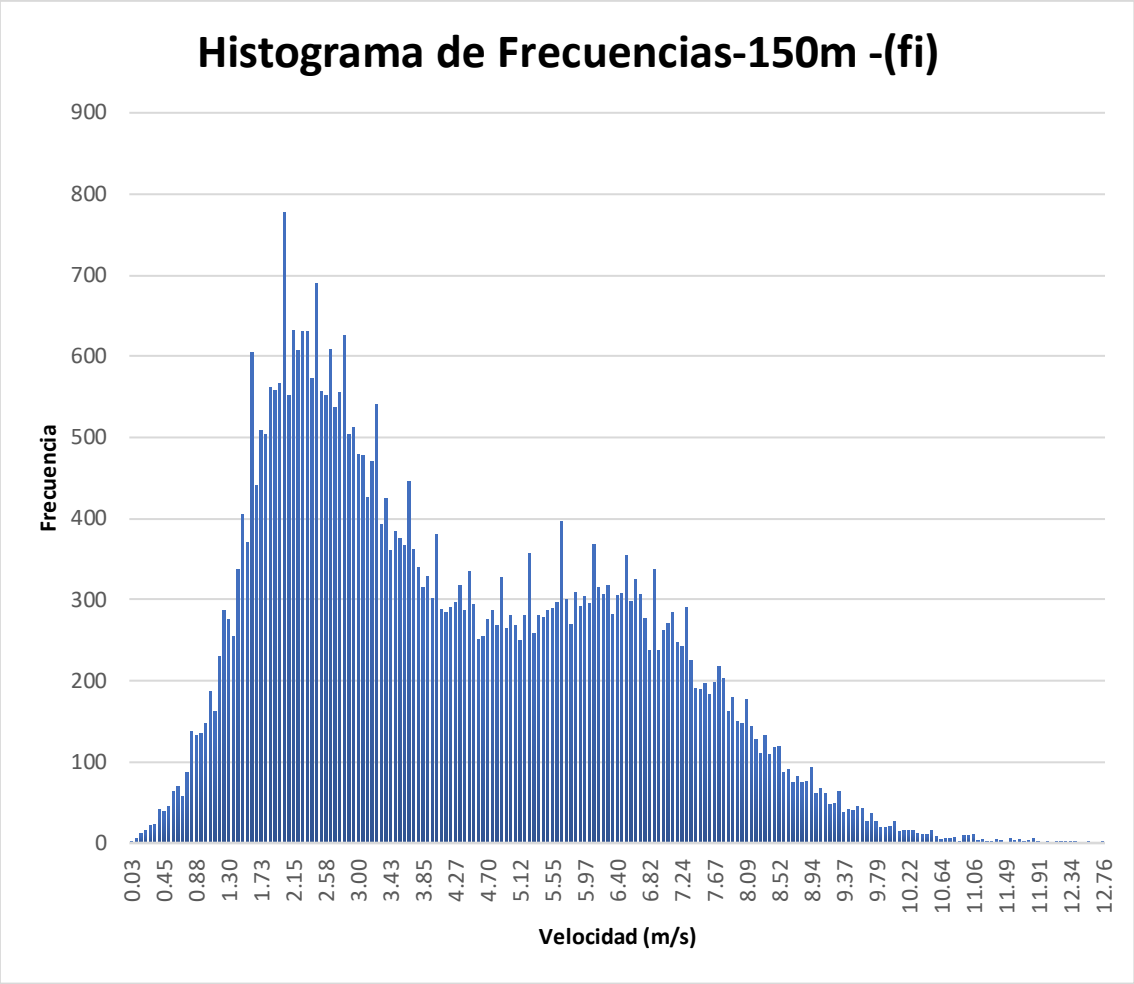
Histogramas de NASA POWER de 100 m.



En la figura 4 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 2,03 m/s, con 777 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Interpretándose como una distribución unimodal, sesgada a la derecha, con un rango de 0,03 a 12,76 m/s; coincidiendo con una Vprom= 4,25 m/s y con la moda de Weibull (Vmp= 3,65 m/s).

Figura 4

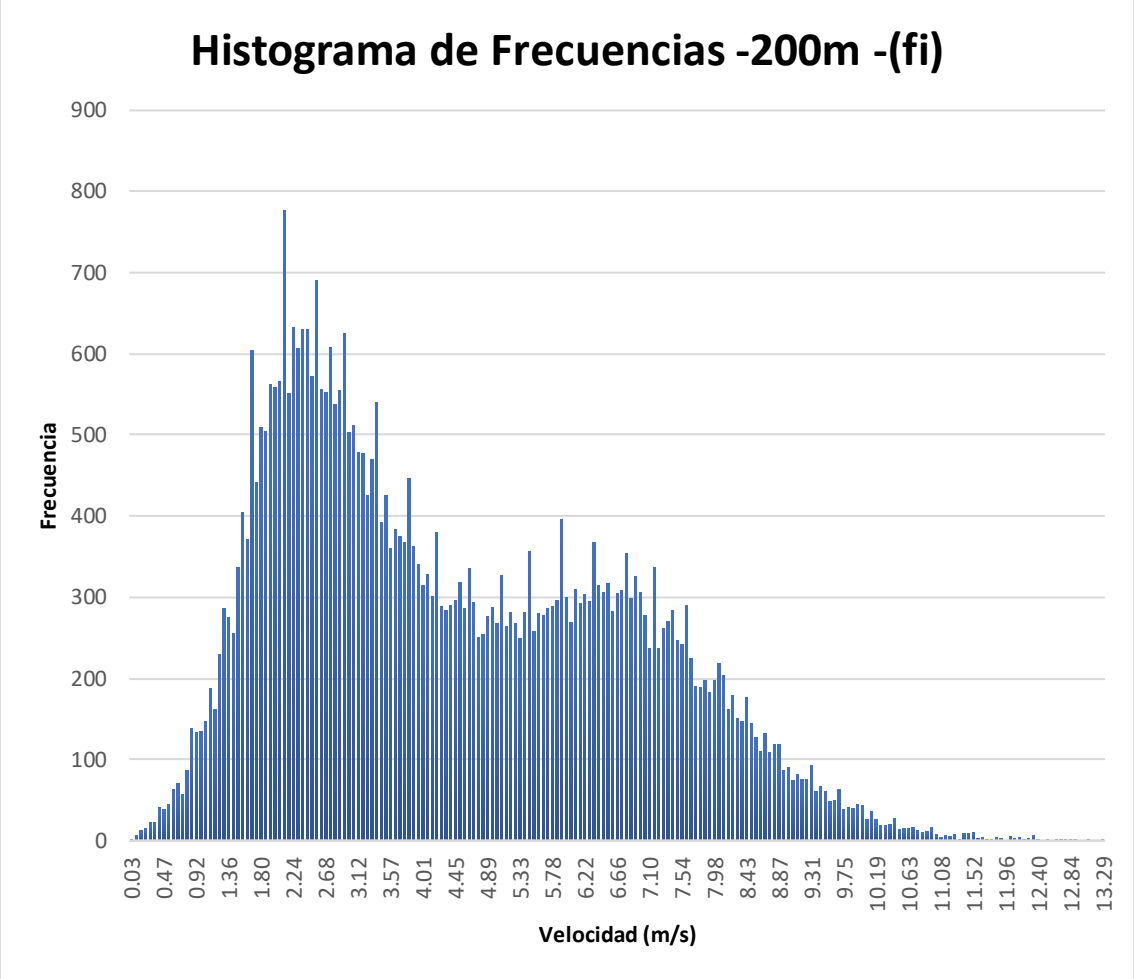
Histogramas de NASA POWER de 150 m.



En la figura 5 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 2,11 m/s, con 777 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Lo que nos indica una distribución unimodal, sesgada a la derecha, con un rango de 0,03 a 13,29 m/s; coincidiendo con una Vprom= 4,42 m/s y con la moda de Weibull (Vmp= 3,80 m/s).

Figura 5

Histogramas de NASA POWER de 200 m.



Los cinco histogramas muestran la frecuencia horaria de las velocidades del viento (en m/s) registradas a diferentes alturas sobre el suelo (10 m, 50 m, 100 m, 150 m y 200 m) para los datos de la "NASA POWER", revelando que, como se espera por la "Ley de Hellmann", la velocidad media aumenta con la altura: el pico de frecuencia (velocidad más común) se desplaza de 2,50 m/s a 10 m, 3,13 m/s a 50 m, 3,45 m/s a 100 m, 3,65 m/s a 150 m y 3,80 m/s a 200 m, mientras que el rango de velocidades también se amplía (a 8,7 m/s en 10 m, 10,9 m/s en 50 m, 12,1 m/s en 100 m, 12,76 m/s en 150 m y 13,29 m/s en 200 m), lo que indica menor fricción y mayor energía eólica disponible a mayores alturas, siendo especialmente relevante para proyectos de generación eléctrica eólica.

El objetivo de esta investigación no es el dimensionamiento de una turbina eólica convencional, sino analizar el perfil vertical del viento entre 10 y 200 m, siendo este un rango de las alturas de buje típicas de los aerogeneradores comerciales instalados en Huambos y Duna.

Distribución de ocurrencias para datos del SENAMHI horario utilizando la Ley de Hellmann.

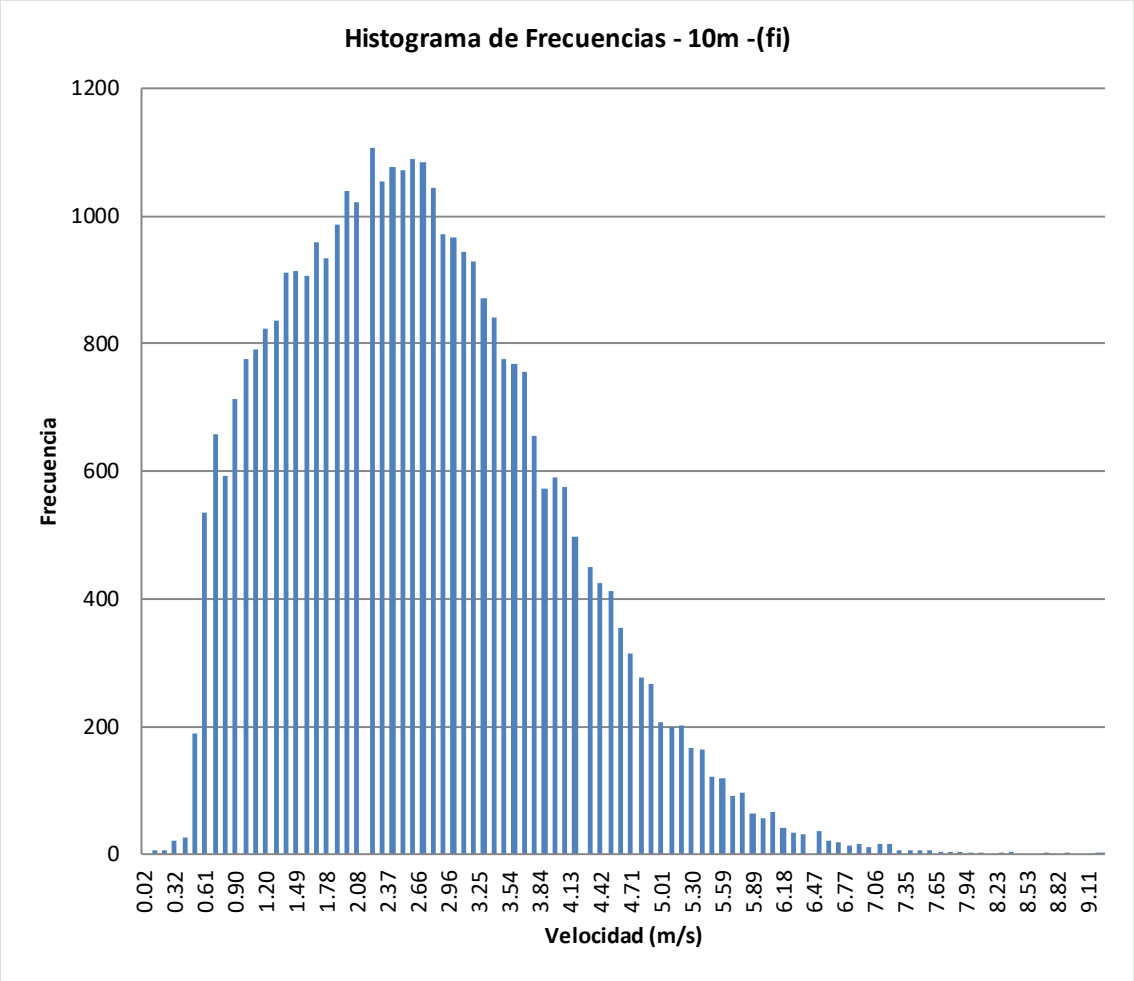
Hoy en día en nuestro país la topografía es compleja y las estaciones anemométricas a gran altura son escasas. Esta metodología permite realizar estudios de prefactibilidad eólica utilizando únicamente coordenadas geográficas y datos satelitales abiertos, para este apartado se ha utilizado 38 995 datos del SENAMHI.

En ese sentido, los histogramas de frecuencia horaria del viento a diferentes alturas (10 m a 200 m), basados en datos del **SENAMHI**, muestran claramente cómo la velocidad del viento aumenta con la altura debido a la reducción de la fricción superficial: desde velocidades bajas y concentradas cerca del suelo a 10 m, pasando por una transición progresiva hasta los 200 m, donde el viento es frecuente a los 2,13 m/s y puede llegar a 3,24 m/s. Además, teniendo una velocidad promedio entre los 2,68 m/s hasta los 4,07 m/s, lo que refleja un perfil vertical aprovechable para la energía eólica y es clave para evaluar el potencial eólico en distintos niveles.

En la figura 6 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 2,22 m/s, con 1 106 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Esto se puede interpretar como una distribución unimodal, sesgada a la derecha. El rango de velocidades con registros se amplía de 0,02 a 9,11 m/s, coincidiendo con una V_{prom}= 2,68 m/s y con la moda de Weibull (V_{mp}= 2,13 m/s).

Figura 6

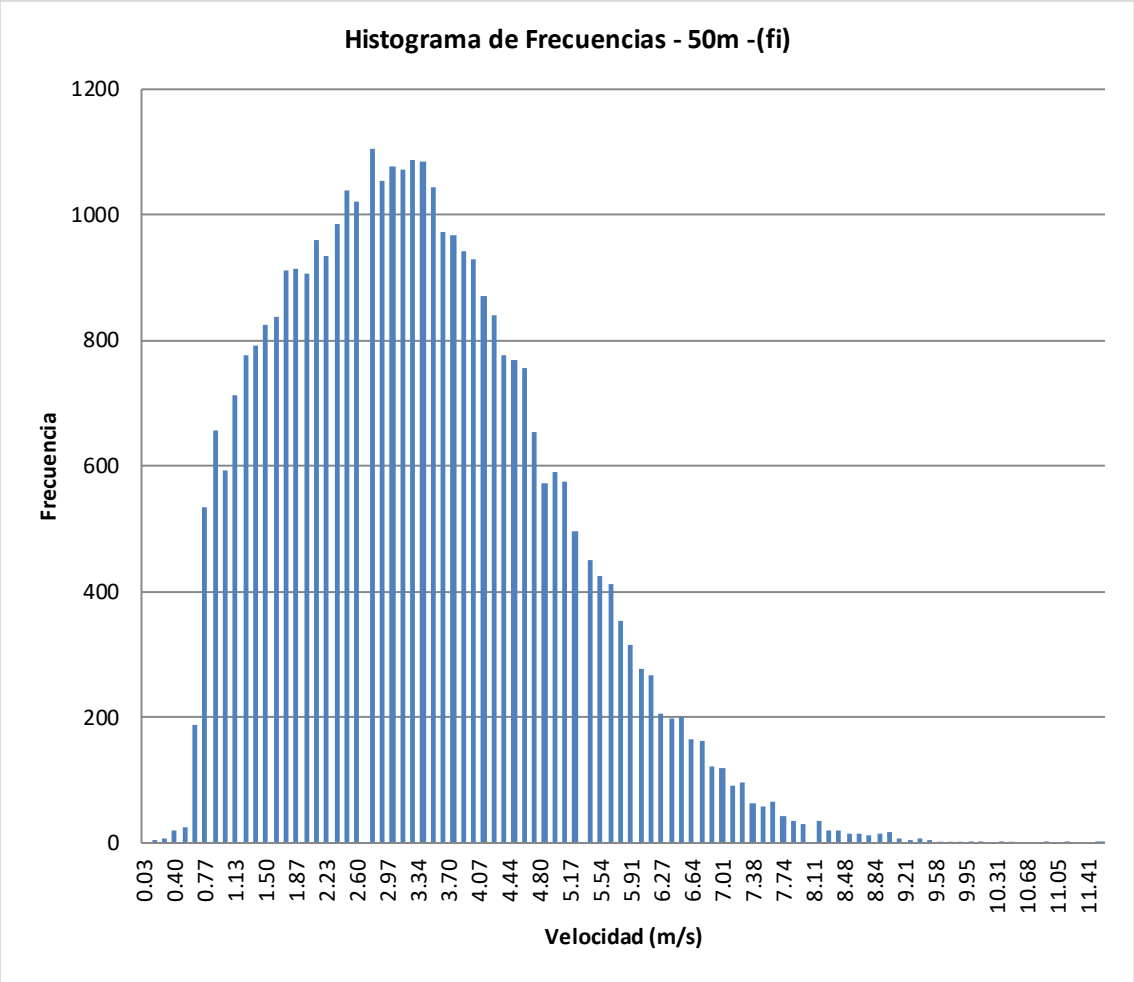
Histogramas del SENAMHI de 10 m.



En la figura 7 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 2,78 m/s, con 1 106 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Esto nos indica que la barra más alta se mantiene en 1 106 horas en las 5 alturas del SENAMHI. La ley de Hellmann aplica un factor de escala constante a toda la serie, por lo que estira el eje de velocidad sin alterar la forma de la distribución. El rango de velocidades con registros se amplía de 0,03 a 11,41 m/s, con una V_{prom} sube a 3,35 m/s y una moda de Weibull (V_{mp}= 2,67 m/s), evidenciando menor fricción con la altura.

Figura 7

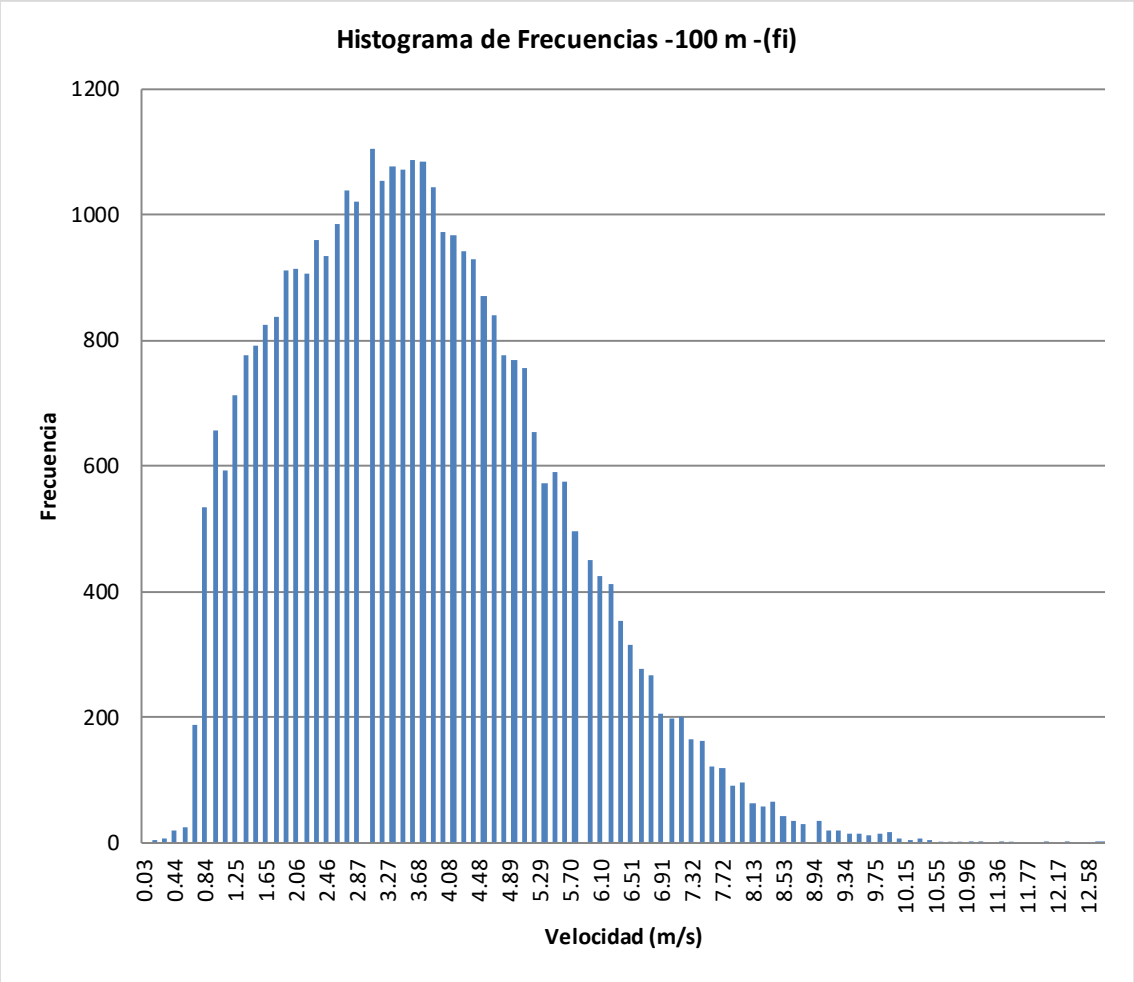
Histogramas del SENAMHI de 50 m.



En la figura 8 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 3,07 m/s, con 1 106 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Dando a interpretar que tiene una distribución unimodal, sesgada a la derecha, con un rango de 0,03 a 12,58 m/s; coincidiendo con una Vprom= 3,70 m/s y con la moda de Weibull (Vmp= 2,94 m/s).

Figura 8

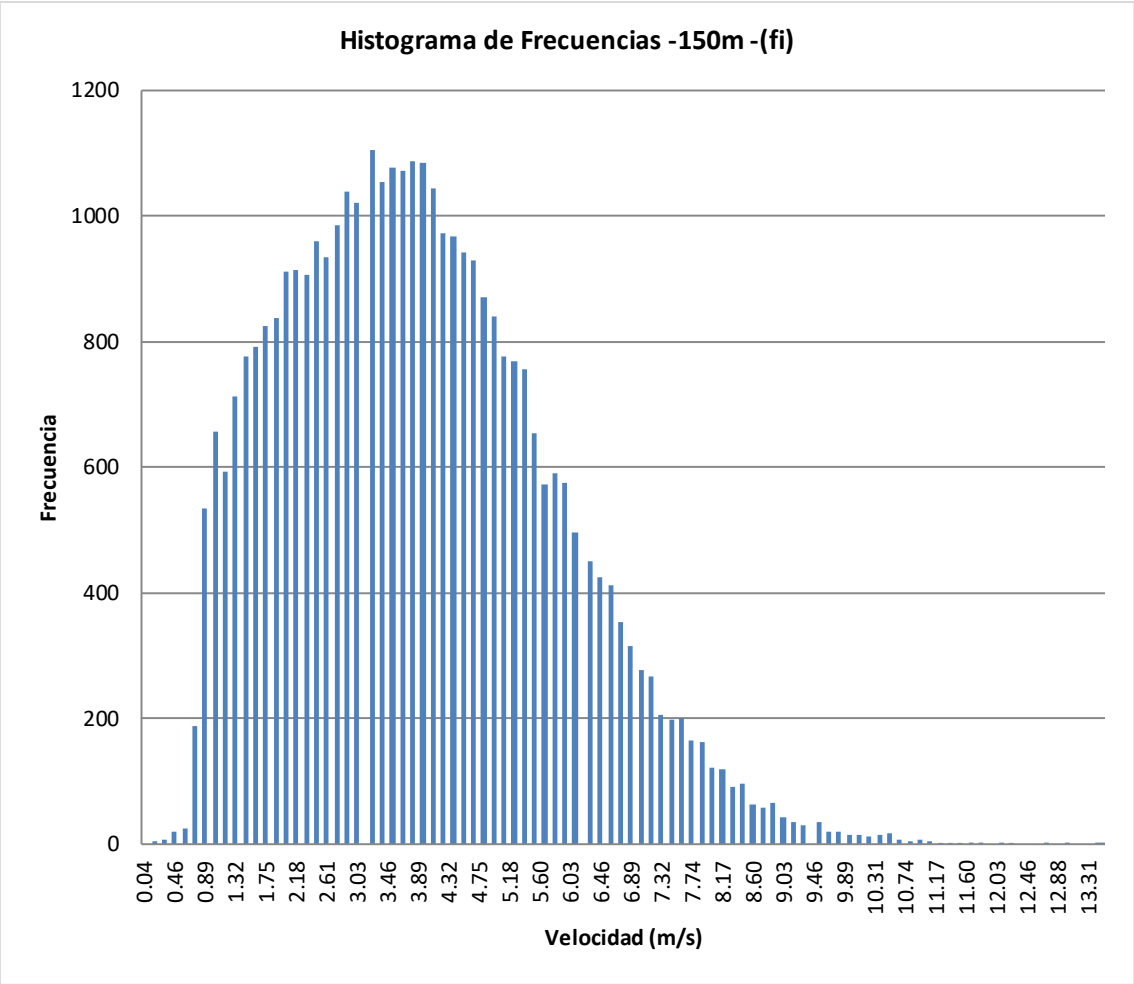
Histogramas del SENAMHI de 100 m.



En la figura 9 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 3,25 m/s, con 1 106 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Interpretándose como una distribución unimodal, sesgada a la derecha, con un rango de 0,04 a 13,31 m/s; coincidiendo con una Vprom= 3,91 m/s y con la moda de Weibull (Vmp= 3,11 m/s).

Figura 9

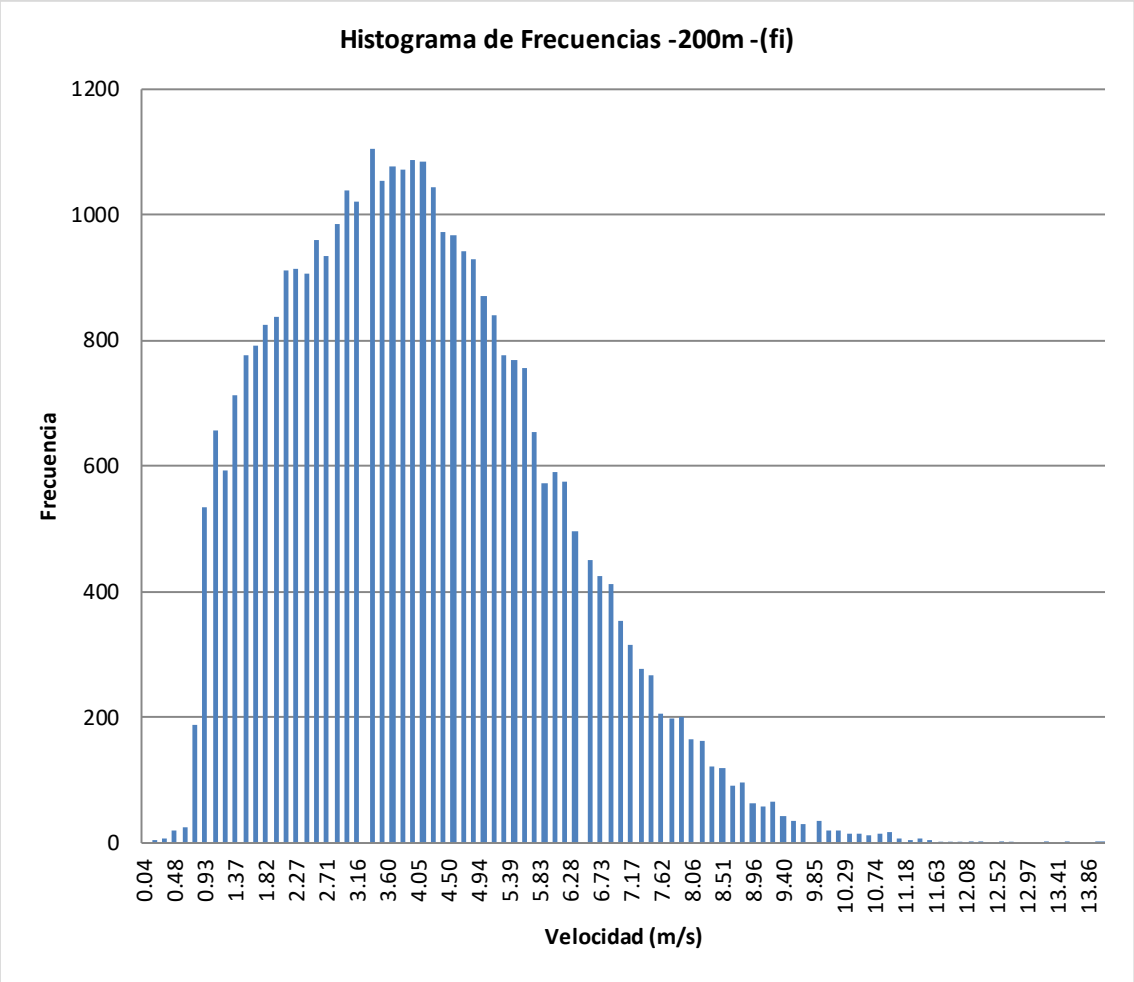
Histogramas del SENAMHI de 150 m.



En la figura 10 se aprecia que la frecuencia máxima está en el intervalo de clase próximo a 3,38 m/s, con 1 106 horas. Mientras que la frecuencia mínima está en los intervalos de las colas de la distribución con 1 hora. Lo que nos indica una distribución unimodal, sesgada a la derecha, con un rango de 0,04 a 13,86 m/s; coincidiendo con una Vprom= 4,07 m/s y con la moda de Weibull (Vmp= 3,24 m/s).

Figura 10

Histogramas del SENAMHI de 200 m.



Estos histogramas muestran la distribución de frecuencias de la velocidad del viento para las alturas evaluadas desde 10 hasta 200 metros. Teniendo así la frecuencia de velocidad más comunes de 2,13 m/s a 10 m, 2,67 m/s a 50 m, 2,94 m/s a 100 m, 3,11 m/s a 150 m y 3,24 m/s a 200 m, con un rango de velocidades hasta los 9,11 m/s a 10 m, 11,41 m/s a 50 m, 12,58 m/s a 100 m, 13,31 m/s a 150 m y 13,86 m/s a 200 m. Se observa claramente una tendencia que a medida que aumenta la altura, la velocidad del viento media también aumenta, como se evidencia por el desplazamiento hacia la derecha del pico de frecuencia más alto. Además, la distribución se vuelve ligeramente más ancha y asimétrica hacia velocidades mayores, lo que sugiere una mayor variabilidad y la presencia de ráfagas más fuertes en alturas superiores.

La importancia del análisis de la distribución de frecuencias del viento en los estratos entre 10 y 200 m, mediante datos horarios del SENAMHI y la Ley de Hellmann, permite caracterizar integralmente la velocidad del viento y observar los límites de los modelos de extrapolación vertical. De este modo, el estudio permite optimizar el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento energético, refinar la selección de generadores y dotar un marco de referencia para futuras investigaciones.

Distribución de ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud para datos horarios de la NASA POWER.

La tabla 4 muestra cuántas veces (en conteo absoluto) el viento ha soplado desde cada dirección y con cada rango de velocidad para datos de la **NASA POWER**. El viento más frecuente viene del norte (15-25°), con 4 485 observaciones, seguido por los sectores (25-35°), con 4 427 observaciones y (35-45°), con 4 347 observaciones. La mayoría de los vientos son suaves a moderados (entre 0,5 y 5,7 m/s), mostrando 42 127 observaciones, lo que representa un 94,52 % del total, mientras que los vientos superiores a 5,70 m/s hasta los 8,80 m/s son muy raros, con 2 113 observaciones (4,74 %). Los eventos con velocidades ≥ 8,80 m/s son de 2 observaciones (0,004 %). Esto indica un lugar con viento constante y de intensidad moderada, favorable para tecnologías eólicas de baja potencia. El número total de datos analizados es de 44 568 obtenidos de la NASA POWER y procesados en el Software WRPLOT de código abierto.

Tabla 4

Reconteo de ocurrencias de velocidades de viento considerando dirección y magnitud para datos de la NASA POWER.

Direcciones (°) / Clases de viento (m/s)	0.50 - 2.10	2.10 - 3.60	3.60 - 5.70	5.70 - 8.80	8.80 - 11.10	>= 11.10	Total
355 - 5	916	710	1271	40	0	0	2937
5 - 15	1086	887	1724	120	0	0	3817
15 - 25	1173	1212	1879	221	0	0	4485
25 - 35	1318	1320	1544	245	0	0	4427
35 - 45	1632	1161	1296	258	0	0	4347
45 - 55	1674	903	968	291	0	0	3836
55 - 65	1466	761	653	290	0	0	3170
65 - 75	1165	802	484	255	0	0	2706
75 - 85	668	922	295	144	0	0	2029
85 - 95	316	518	98	34	0	0	966
95 - 105	126	104	7	0	0	0	237
105 - 115	51	17	0	0	0	0	68
115 - 125	40	2	0	0	0	0	42
125 - 135	45	4	0	0	0	0	49
135 - 145	52	9	0	0	0	0	61
145 - 155	62	3	0	0	0	0	65
155 - 165	85	7	0	0	0	0	92
165 - 175	100	5	0	0	0	0	105
175 - 185	142	9	0	0	0	0	151
185 - 195	141	13	0	0	0	0	154
195 - 205	165	38	2	0	0	0	205
205 - 215	183	42	5	0	0	0	230
215 - 225	233	57	9	0	0	0	299
225 - 235	184	74	14	3	0	0	275
235 - 245	192	61	15	8	0	0	276
245 - 255	195	81	42	13	2	0	333
255 - 265	228	87	93	59	0	0	467
265 - 275	211	112	111	50	0	0	484
275 - 285	214	127	167	43	0	0	551
285 - 295	240	138	199	31	0	0	608
295 - 305	240	195	197	3	0	0	635
305 - 315	316	201	222	2	0	0	741
315 - 325	326	260	245	1	0	0	832
325 - 335	391	348	308	0	0	0	1047
335 - 345	491	490	485	1	0	0	1467
345 - 355	658	587	802	1	0	0	2048
Sub-Total	16725	12267	13135	2113	2	0	44242
Calma							325
Faltante/Incompleto							1
Total							44568

Nota. Es una tabla de frecuencia absoluta. En la tabla 4, podemos visualizar cuántas veces se repite cada combinación específica de dirección y magnitud. Entendiendo que hay un subtotal de 44 242 registros (datos de muestra válidos para Weibull), con una calma de 325 registros, asimismo con datos faltantes de 1 registro y un total de 44 568 registros.

La tabla 5 presenta la distribución de frecuencias conjuntas de la velocidad y dirección del viento para el sitio de estudio, basada en datos horarios del **NASA POWER** y procesada con el software WRPLOT View. Los resultados indican que el régimen eólico está caracterizado predominantemente por vientos de baja a moderada intensidad, con las clases de velocidad 0,50–2,10 m/s y 3,60–5,70 m/s, acumulando las mayores frecuencias relativas (0,37527 y 0,29472, respectivamente). En términos direccionales, se observa una ligera predominancia del sector (15-25°), que registra la mayor frecuencia total de 0,1006 (10,06 %), seguido por los sectores (25-35°) con una frecuencia de 0,0993 (9,93 %) y (35-45°) con una frecuencia de 0,0975 (9,75 %), lo que sugiere un patrón anabático-catabático o una influencia regional del flujo sinóptico. La escasa ocurrencia de vientos superiores a 8,80 m/s es de 0,00004 (0,004 %).

Tabla 5

Distribución de ocurrencias de velocidades de viento considerando dirección y magnitud para datos de la NASA POWER.

Direcciones (°) / Clases de viento (m/s)	0.50 - 2.10	2.10 - 3.60	3.60 - 5.70	5.70 - 8.80	8.80 - 11.10	>= 11.10	Total
355 - 5	0.02055	0.01593	0.02852	0.0009	0	0	0.0659
5 - 15	0.02437	0.0199	0.03868	0.00269	0	0	0.08564
15 - 25	0.02632	0.02719	0.04216	0.00496	0	0	0.10063
25 - 35	0.02957	0.02962	0.03464	0.0055	0	0	0.09933
35 - 45	0.03662	0.02605	0.02908	0.00579	0	0	0.09754
45 - 55	0.03756	0.02026	0.02172	0.00653	0	0	0.08607
55 - 65	0.03289	0.01708	0.01465	0.00651	0	0	0.07113
65 - 75	0.02614	0.01799	0.01086	0.00572	0	0	0.06072
75 - 85	0.01499	0.02069	0.00662	0.00323	0	0	0.04553
85 - 95	0.00709	0.01162	0.0022	0.00076	0	0	0.02167
95 - 105	0.00283	0.00233	0.00016	0	0	0	0.00532
105 - 115	0.00114	0.00038	0	0	0	0	0.00153
115 - 125	0.0009	0.00004	0	0	0	0	0.00094
125 - 135	0.00101	0.00009	0	0	0	0	0.0011
135 - 145	0.00117	0.0002	0	0	0	0	0.00137
145 - 155	0.00139	0.00007	0	0	0	0	0.00146
155 - 165	0.00191	0.00016	0	0	0	0	0.00206
165 - 175	0.00224	0.00011	0	0	0	0	0.00236
175 - 185	0.00319	0.0002	0	0	0	0	0.00339
185 - 195	0.00316	0.00029	0	0	0	0	0.00346
195 - 205	0.0037	0.00085	0.00004	0	0	0	0.0046
205 - 215	0.00411	0.00094	0.00011	0	0	0	0.00516
215 - 225	0.00523	0.00128	0.0002	0	0	0	0.00671
225 - 235	0.00413	0.00166	0.00031	0.00007	0	0	0.00617
235 - 245	0.00431	0.00137	0.00034	0.00018	0	0	0.00619
245 - 255	0.00438	0.00182	0.00094	0.00029	0.00004	0	0.00747
255 - 265	0.00512	0.00195	0.00209	0.00132	0	0	0.01048
265 - 275	0.00473	0.00251	0.00249	0.00112	0	0	0.01086
275 - 285	0.0048	0.00285	0.00375	0.00096	0	0	0.01236
285 - 295	0.00539	0.0031	0.00447	0.0007	0	0	0.01364
295 - 305	0.00539	0.00438	0.00442	0.00007	0	0	0.01425
305 - 315	0.00709	0.00451	0.00498	0.00004	0	0	0.01663
315 - 325	0.00731	0.00583	0.0055	0.00002	0	0	0.01867
325 - 335	0.00877	0.00781	0.00691	0	0	0	0.02349
335 - 345	0.01102	0.01099	0.01088	0.00002	0	0	0.03292
345 - 355	0.01476	0.01317	0.01799	0.00002	0	0	0.04595
Sub-Total	0.37527	0.27524	0.29472	0.04741	0.00004	0	0.99269
Calma							0.00729
Faltante/Incompleto							0.00002
Total							1

Nota. Es una tabla de frecuencia relativa. Estos valores relativos de la Tabla 5 al ser multiplicados por el factor 100, nos brindan los resultados en sus porcentajes. Con lo cual podemos deducir que: el subtotal de registros es del 99,27 % (datos de muestra válidos para Weibull), una calma del 0,73 %, con un registro faltante del 0,002 %, teniendo así un total de 1, que representa el 100 % de los registros.

Distribución de ocurrencias de velocidades de viento, considerando dirección y magnitud para datos horarios del SENAMHI.

En la tabla 6 se observa una marcada predominancia del sector norte (345–355°), con 15 035 observaciones, seguido por los sectores (335-345°) con 5 228 observaciones y (355-5°) con 3 867 observaciones, lo que sugiere un régimen eólico influenciado por patrones regionales como brisas marinas o flujos orográficos. La mayoría de las observaciones se concentran en rangos de velocidad baja a moderada (0,50 a 5,70 m/s), teniendo así 35 498 observaciones que representan el 91,03 % del total, mientras que los vientos superiores a 5,70 m/s hasta los 8,80 m/s son infrecuentes con 669 observaciones (1,72 %). Los pocos eventos con velocidades ≥ 8,80 m/s son de 5 observaciones (0,013 %), lo que refleja condiciones de viento relativamente suaves. El número total de datos analizados es de 38 995 obtenidos del SENAMHI y procesados en el Software WRPLOT de código abierto.

Tabla 6

Reconteo de ocurrencias de velocidades de viento considerando dirección y magnitud para datos del SENAMHI.

Direcciones (°) / Clases de viento (m/s)	0.50 - 2.10	2.10 - 3.60	3.60 - 5.70	5.70 - 8.80	8.80 - 11.10	>= 11.10	Total
355 - 5	1741	1709	397	20	0	0	3867
5 - 15	598	49	0	1	0	0	648
15 - 25	321	22	0	0	0	0	343
25 - 35	179	20	1	0	0	0	200
35 - 45	93	18	1	0	0	0	112
45 - 55	53	2	1	0	0	0	56
55 - 65	22	2	0	0	0	0	24
65 - 75	19	1	0	0	0	0	20
75 - 85	14	1	0	0	0	0	15
85 - 95	38	0	0	0	0	0	38
95 - 105	39	0	1	0	0	0	40
105 - 115	61	2	1	0	0	0	64
115 - 125	86	1	0	0	0	0	87
125 - 135	95	4	2	0	0	0	101
135 - 145	151	5	0	0	0	0	156
145 - 155	181	11	3	0	0	0	195
155 - 165	302	17	0	0	0	0	319
165 - 175	528	97	40	1	0	0	666
175 - 185	1025	745	482	83	0	0	2335
185 - 195	1013	1180	628	65	0	0	2886
195 - 205	660	480	113	21	0	0	1274
205 - 215	605	477	102	51	5	0	1240
215 - 225	304	75	30	33	0	0	442
225 - 235	109	3	7	4	0	0	123
235 - 245	54	1	3	0	0	0	58
245 - 255	32	0	1	0	0	0	33
255 - 265	12	0	0	0	0	0	12
265 - 275	9	0	0	0	0	0	9
275 - 285	3	0	0	0	0	0	3
285 - 295	5	0	0	0	0	0	5
295 - 305	16	1	0	0	0	0	17
305 - 315	27	1	0	0	0	0	28
315 - 325	50	11	2	0	0	0	63
325 - 335	183	178	68	1	0	0	430
335 - 345	908	2339	1892	89	0	0	5228
345 - 355	3025	7393	4317	300	0	0	15035
Sub-Total	12561	14845	8092	669	5	0	36172
Calma							58
Faltante/Incompleto							2765
Total							38995

Nota. Es una tabla de frecuencia absoluta. En la tabla 6, podemos visualizar cuántas veces se repite cada combinación específica de dirección y magnitud. Entendiendo que hay un subtotal de 36 172 registros (datos de muestra válidos para Weibull), con una calma de 58 registros, asimismo con datos faltantes de 2 765 registros y un total de 38 995 registros.

La tabla 7 muestra la distribución conjunta de frecuencias de la dirección y velocidad del viento, elaborada a partir de registros horarios obtenidos del **SENAMHI** y procesada con el software WRPLOT View. Los resultados indican que el régimen eólico está caracterizado predominantemente por vientos de baja a moderada intensidad, con las clases de velocidad 2,10-3,60 m/s y 0,50-2,10 m/s, acumulando las mayores frecuencias relativas (0,38069 y 0,32212 respectivamente). En términos direccionales, se observa una ligera predominancia del sector (345-355°), que registra la mayor frecuencia total de 0,38556 (38,56%). Seguido por los sectores (335-345°), con una frecuencia de 0,13407 (13,41 %) y (355-5°), con una frecuencia de 0,09917 (9,92 %), esta distribución sugiere la presencia de un patrón anabático-catabático o a la influencia de un flujo sinóptico regional. La escasa ocurrencia de vientos superiores a 8,80 m/s es de 0,00013 (0,013 %).

Tabla 7

Distribución de ocurrencias de velocidades de viento considerando dirección y magnitud para datos del SENAMHI.

Direcciones (°) / Clases de viento (m/s)	0.50 - 2.10	2.10 - 3.60	3.60 - 5.70	5.70 - 8.80	8.80 - 11.10	>= 11.10	Total
355 - 5	0.04465	0.04383	0.01018	0.00051	0	0	0.09917
5 - 15	0.01534	0.00126	0	0.00003	0	0	0.01662
15 - 25	0.00823	0.00056	0	0	0	0	0.0088
25 - 35	0.00459	0.00051	0.00003	0	0	0	0.00513
35 - 45	0.00238	0.00046	0.00003	0	0	0	0.00287
45 - 55	0.00136	0.00005	0.00003	0	0	0	0.00144
55 - 65	0.00056	0.00005	0	0	0	0	0.00062
65 - 75	0.00049	0.00003	0	0	0	0	0.00051
75 - 85	0.00036	0.00003	0	0	0	0	0.00038
85 - 95	0.00097	0	0	0	0	0	0.00097
95 - 105	0.001	0	0.00003	0	0	0	0.00103
105 - 115	0.00156	0.00005	0.00003	0	0	0	0.00164
115 - 125	0.00221	0.00003	0	0	0	0	0.00223
125 - 135	0.00244	0.0001	0.00005	0	0	0	0.00259
135 - 145	0.00387	0.00013	0	0	0	0	0.004
145 - 155	0.00464	0.00028	0.00008	0	0	0	0.005
155 - 165	0.00774	0.00044	0	0	0	0	0.00818
165 - 175	0.01354	0.00249	0.00103	0.00003	0	0	0.01708
175 - 185	0.02629	0.01911	0.01236	0.00213	0	0	0.05988
185 - 195	0.02598	0.03026	0.0161	0.00167	0	0	0.07401
195 - 205	0.01693	0.01231	0.0029	0.00054	0	0	0.03267
205 - 215	0.01551	0.01223	0.00262	0.00131	0.00013	0	0.0318
215 - 225	0.0078	0.00192	0.00077	0.00085	0	0	0.01133
225 - 235	0.0028	0.00008	0.00018	0.0001	0	0	0.00315
235 - 245	0.00138	0.00003	0.00008	0	0	0	0.00149
245 - 255	0.00082	0	0.00003	0	0	0	0.00085
255 - 265	0.00031	0	0	0	0	0	0.00031
265 - 275	0.00023	0	0	0	0	0	0.00023
275 - 285	0.00008	0	0	0	0	0	0.00008
285 - 295	0.00013	0	0	0	0	0	0.00013
295 - 305	0.00041	0.00003	0	0	0	0	0.00044
305 - 315	0.00069	0.00003	0	0	0	0	0.00072
315 - 325	0.00128	0.00028	0.00005	0	0	0	0.00162
325 - 335	0.00469	0.00456	0.00174	0.00003	0	0	0.01103
335 - 345	0.02329	0.05998	0.04852	0.00228	0	0	0.13407
345 - 355	0.07757	0.18959	0.11071	0.00769	0	0	0.38556
Sub-Total	0.32212	0.38069	0.20751	0.01716	0.00013	0	0.92761
Calma							0.00149
Faltante/Incompleto							0.07091
Total							1

Nota. Es una tabla de frecuencia relativa. Estos valores relativos de la tabla 7 al ser multiplicados por el factor 100, nos brindan los resultados en porcentajes. Con lo cual podemos deducir que: el subtotal de registros es del 92,76 % (datos de muestra válidos para Weibull), una calma del 0,15 %, con un registro faltante del 7,09 %, teniendo así un total de 1, que representa el 100 % de los registros.

Determinación de la Rosa de Vientos para datos de la NASA POWER.

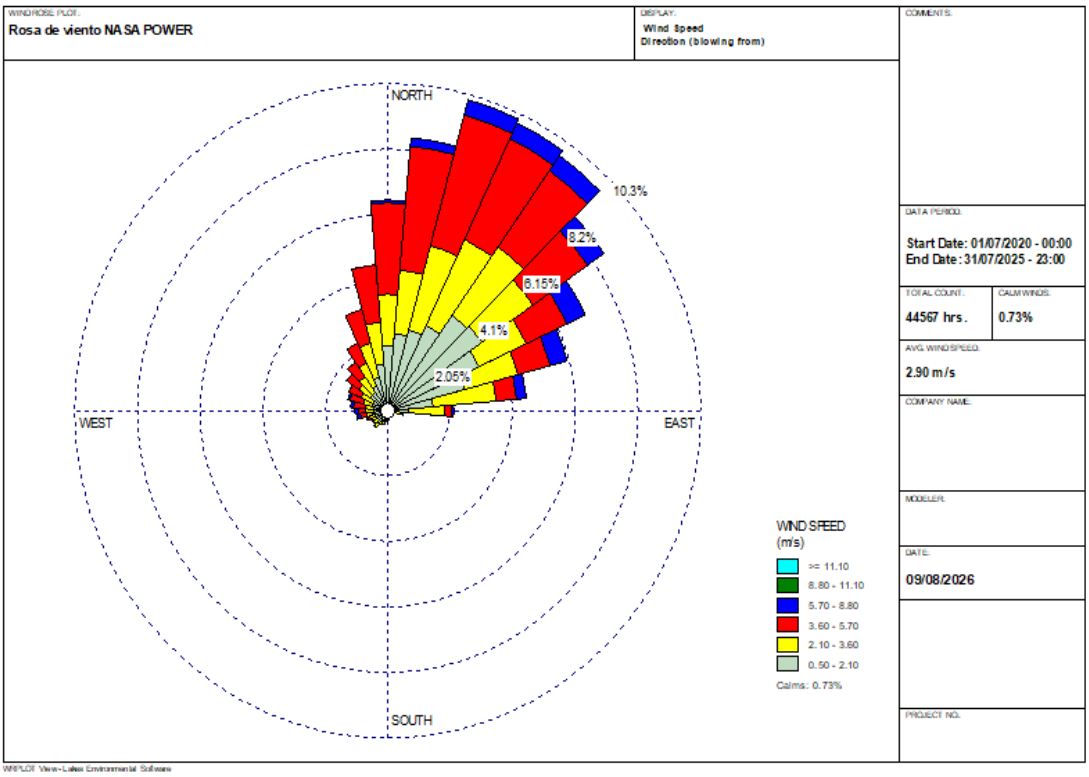
Partiendo de la tabla 5 se procede a realizar la Rosa de vientos, y como resultado se muestra la figura 11. A continuación, se muestra la caracterización para ambos gráficos:

Dirección dominante: La rosa marca claramente que el viento más resaltante se encuentra en el cuadrante Norte y Este. Logrando alcanzar frecuencias que están por debajo del 10,3 %. Además, resaltando los datos de la Tabla 5 se puede observar que la dirección con mayor frecuencia total es 15°-25° (Noreste-Norte), con un valor de 0,1006 (10,06 %). Le sigue 25°-35° con 0,0993 (9,93 %) y 35°-45° con 0,0975 (9,75 %). Más allá de los tres sectores individuales identificados, conviene notar que la rosa de vientos de la NASA POWER muestra un único lóbulo dominante bastante amplio: los diez sectores comprendidos entre 335-95° (del Norte al Este) concentran un conjunto del 73,4 % de los registros válidos, lo que evidencia un régimen direccional relativamente disperso dentro de ese cuadrante, sin una dirección claramente aislada del resto.

Velocidad resaltante: Los vientos dominantes del norte son los de color rojo y amarillo. Esto demuestra que la mayor parte del tiempo, cuando sopla del norte, la velocidad se encuentra en los rangos "Ligero" (3,60 – 5,70 m/s) y "Muy ligero" (2,10 – 3,60 m/s). En resumen, se puede prever que el viento predominante tiene dirección Noreste-Norte, con velocidades que usualmente son ***ligera***s o ***muy ligeras***. Además, posee un clima ventoso con una dirección predominante de Norte-Noreste y velocidades dentro del rango *ligero,* esto resulta ideal para aplicaciones que requieren flujos constantes de viento en una sola dirección predominante y que no se comporten de manera errática. Dentro del sector dominante (15-25°) la composición por clase de velocidad muestra que el 41,9 % de sus ocurrencias corresponden a la clase “ligero”, seguida por “muy ligero” con 27,0 %; juntas ambas clases suman un total de 68,9 % de las observaciones en esa dirección, lo que confirma cuantitativamente el predominio de vientos ligeros ya descritos de forma visual en la rosa de viento.

Figura 11

Rosa de vientos para datos de la NASA POWER horario.



Nota. Imagen obtenida de WRPLOT luego de procesar toda la información de los datos de la NASA POWER.

Determinación de la Rosa de Vientos para datos del SENAMHI.

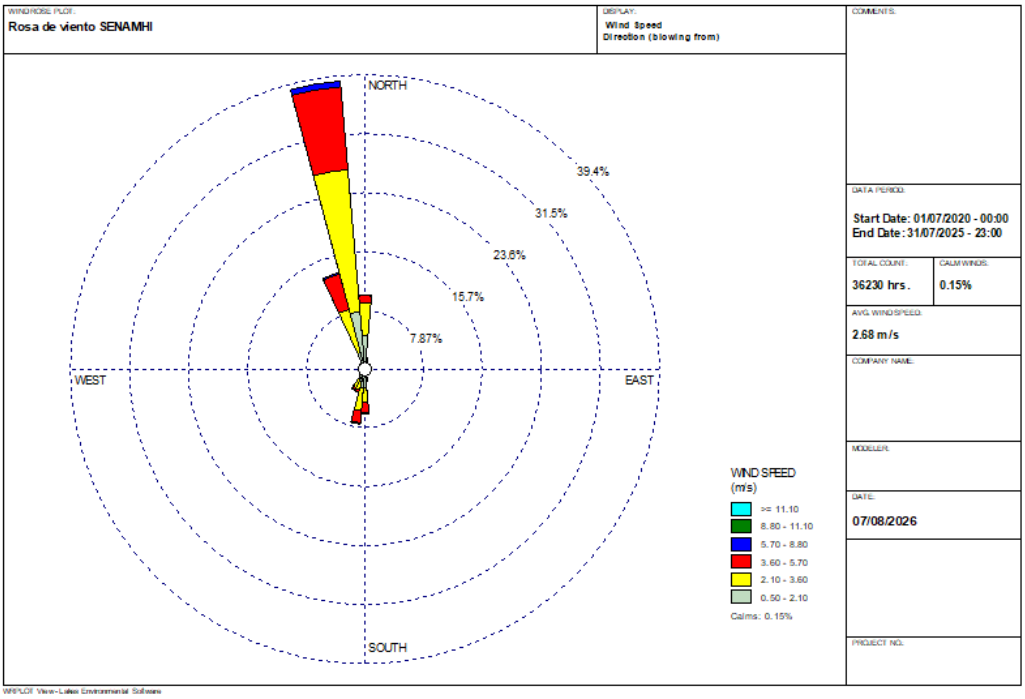
Teniendo en cuenta la tabla 7 se ha procedido a realizar la Rosa de vientos que se muestra en la figura 12. Seguidamente, se evaluó su caracterización para los datos analizados del ***SENAMHI***.

Dirección dominante: La rosa marca claramente que el viento más resaltante se encuentra en el cuadrante Norte y Oeste. Logrando alcanzar frecuencias que están por debajo del 39,4 %. Además, resaltando los datos de la Tabla 7 se puede observar que la dirección con mayor frecuencia total es 345-355° (Norte), con un valor de 0,38556 (38,56 %). Le sigue 335-345° con 0,13407 (13,41 %) y 355-5° con 0,09917 (9,92 %). Esto representa una estructura bimodal: además del lóbulo dominante hacia el Norte, los sectores (315-15°) concentran el 64,8 % de los registros válidos en apenas 60°, una concentración angular bastante estrecha a diferencia de la NASA POWER, además se visualiza un segundo lóbulo secundario hacia el Sur-Suroeste (175-215°), que agrupa un 19,8 % adicional de registros. En conjunto ambos lóbulos suman el 84,6 % del total, dejando muy poca dispersión hacia el resto de direcciones.

Velocidad resaltante: Los vientos dominantes del norte son los de color rojo y amarillo. Esto demuestra que la mayor parte del tiempo, cuando sopla del norte, la velocidad se encuentra en los rangos "Ligero" (3,60 – 5,70 m/s) y "Muy ligero" (2,10 – 3,60 m/s). Por lo tanto, se puede prever que el viento predominante tiene dirección Norte, con velocidades que usualmente son ***ligera***s o ***muy ligeras***. Además, posee un clima ventoso con una dirección predominante de Norte y velocidades dentro del rango *ligero*, esto resulta ideal para aplicaciones que requieren flujos constantes de viento en una sola dirección predominante y que no se comporten de manera errática. Dentro del sector dominante (345-355°) la velocidad más frecuente es de clase "muy ligero" con el 49,2 % de las ocurrencias, seguida por "ligero" con el 28,7 %; juntas ambas clases suman un total de 77,9 % de las observaciones en esa dirección; lo que confirma cuantitativamente el predominio de vientos ligeros ya descritos de forma visual en la rosa de viento.

Figura 12

Rosa de vientos para datos del SENAMHI horario.



Nota. Imagen obtenida de WRPLOT luego de procesar toda la información de los datos del SENAMHI

Función de Densidad de Probabilidad (PDF) y Función de Distribución Acumulada de Weibull (CDF)

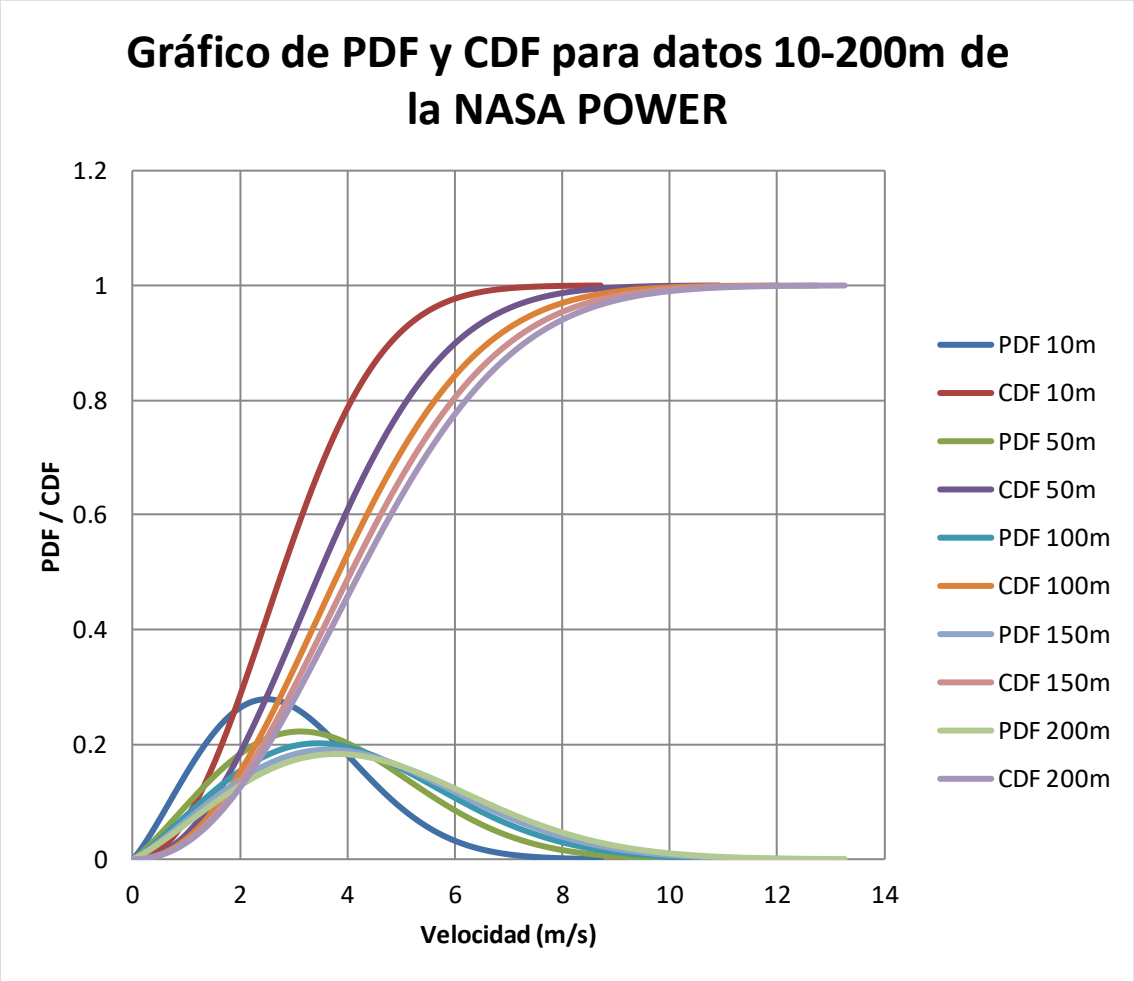
Para datos de la NASA POWER

La Figura 13 presenta un análisis estadístico de la velocidad del viento en diferentes alturas (10 m-200 m), utilizando datos de la NASA POWER. Para cada altura, se grafican dos funciones fundamentales: la *Función de Densidad de Probabilidad* (PDF) que muestra cómo se distribuye la probabilidad entre distintas velocidades y la *Función de Distribución Acumulada* (CDF) que indica la probabilidad acumulada de que el viento sea menor o igual a una velocidad dada. La forma característica de ambas curvas es unimodal y asimétrica para la PDF, y sigmoidea (*lenta al inicio, rápida en el medio, lenta al final*) para la CDF y se infiere que la distribución de Weibull es un modelo adecuado para la comprensión de datos eólicos.

Al comparar las figuras en las distintas alturas evaluadas, se observa con claridad que la velocidad del viento aumenta con la altura, como se refleja en el desplazamiento hacia la derecha de la PDF y en el estiramiento horizontal de la CDF. Esto es congruente con la física atmosférica: a mayor altura, menor fricción con el suelo y, por tanto, vientos más fuertes y con mayor energía potencial. Además, aunque la forma general de las curvas se mantiene similar, la dispersión de velocidades también parece incrementarse levemente, lo que muestra una mayor variabilidad en el viento a mayores altitudes.

Figura 13

Gráfico de CDF y PDF para datos 10-200 m de la NASA POWER.



Nota. Gráfica obtenida de los resultados de PDF y CDF del Excel respectivamente de la NASA POWER (link adjuntado en anexos).

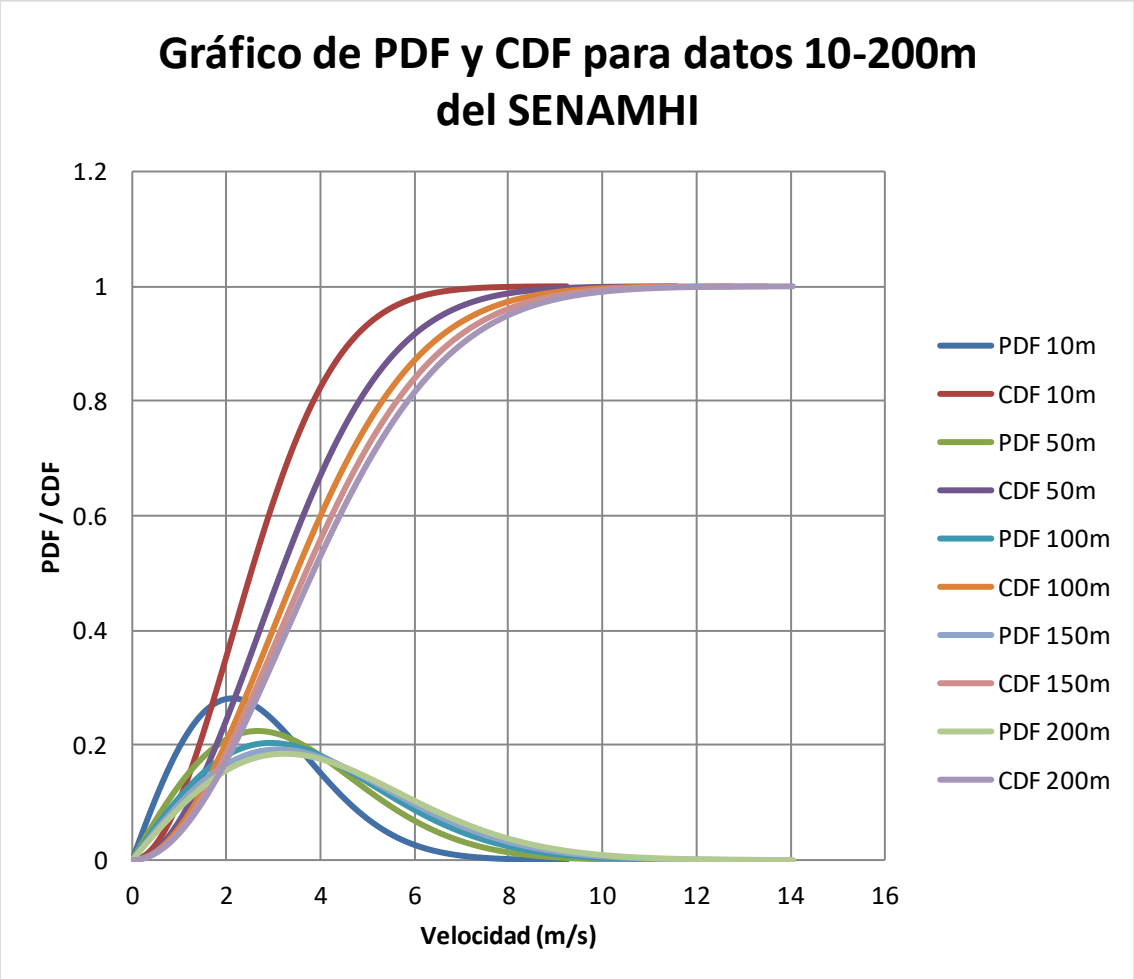
Para datos del SENAMHI.

La figura 14 corresponde al modelamiento estadístico de la velocidad del viento mediante la distribución de Weibull para diferentes alturas utilizando la ley de Hellmann (10 m-200 m), utilizando datos del portal Web del SENAMHI. La evolución de las funciones (PDF) y (CDF) revela una tendencia clara y consistente: a medida que aumenta la altura, tanto la velocidad media como la velocidad más probable del viento se incrementan significativamente. Esto se evidencia en el desplazamiento hacia la derecha del pico de la PDF y en el corrimiento de la curva *S* de la CDF, esto indica que eventos de viento fuerte son más frecuentes y probables a mayores alturas. Además, la forma de las curvas, más anchas y menos pronunciadas en altitudes superiores, sugiere una mayor variabilidad en las velocidades del viento.

Esta información plasmada en la figura es de gran relevancia para contrastar el potencial eólico de la zona, debido a que el lugar ya cuenta con una central eólica en funcionamiento. Evidenciando que la energía cinética que proporciona el viento es proporcional al cubo de su velocidad, incluso pequeños incrementos en la velocidad media (por ejemplo, de ~2,7 m/s a ~4,1 m/s entre 10 m y 200 m) implican un aumento exponencial en la energía disponible. Por tanto, estos resultados demuestran técnicamente la viabilidad de proyectos eólicos en alturas elevadas, donde el recurso es más robusto y predecible. Corroborando que la central eólica existente responde a un buen diseño de parque eólico ya que cuenta con aerogeneradores con torres altas que maximizan la producción energética y la rentabilidad del proyecto ejecutado.

Figura 14

Gráfico de CDF y PDF para datos 10-200 m de SENAMHI.



Nota. Gráfica obtenida de los resultados de PDF y CDF del Excel respectivamente del SENAMHI (link adjuntado en anexos).

OE2. Estimar el valor de velocidad de máxima energía y la velocidad más probable en la Estación Huambos.

Velocidad de viento que porta energía máxima y más probable para datos de la NASA POWER

La tabla 8 presenta los parámetros estadísticos y energéticos derivados de la distribución de Weibull para diferentes alturas evaluadas, desde 10 m hasta 200 m, utilizando la Ley de Hellmann para modelar el perfil del viento. Se observa que el parámetro de forma *"k"* permanece constante en 2,20 para todas las alturas, lo cual sugiere una estabilidad en la variabilidad del viento a lo largo de la columna de aire en este sitio. En contraste, el parámetro de escala *"c"* aumenta progresivamente con la altura, pasando de 3,29 a 10 m hasta 5,00 a 200 m, indicando un incremento consistente en la velocidad media del viento. Como consecuencia, también se elevan las velocidades promedio ($\mathbf{V_{prom}}$) de 2,91 m/s a 10 m, hasta los 4,42 m/s a los 200 m, la velocidad de máxima energía ($\mathbf{V_{mec}}$) de 4,41 m/s a 10 m, hasta los 6,71 m/s a los 200 m y la velocidad más probable ($\mathbf{V_{mp}}$) de 2,50 m/s a 10 m, hasta los 3,80 m/s a los 200 m. Este comportamiento es esperado ya que el viento suele ser más fuerte y menos turbulento a mayor altura sobre el suelo.

Tabla 8

Tabla de parámetros esenciales para la velocidad promedio, máxima y más probable para datos de la NASA POWER.

Alturas evaluadas (Ley de Hellmann)	*a*	*c*	*k*	*Vprom* (m/s)	*Vmec* (m/s)	*Vmp* (m/s)
10 m	-2.62	3.29	2.20	2.91	4.41	2.50
50 m	-3.12	4.12	2.20	3.64	5.52	3.13
100 m	-3.33	4.54	2.20	4.01	6.09	3.45
150 m	-3.46	4.81	2.20	4.25	6.44	3.65
200 m	-3.55	5.00	2.20	4.42	6.71	3.80

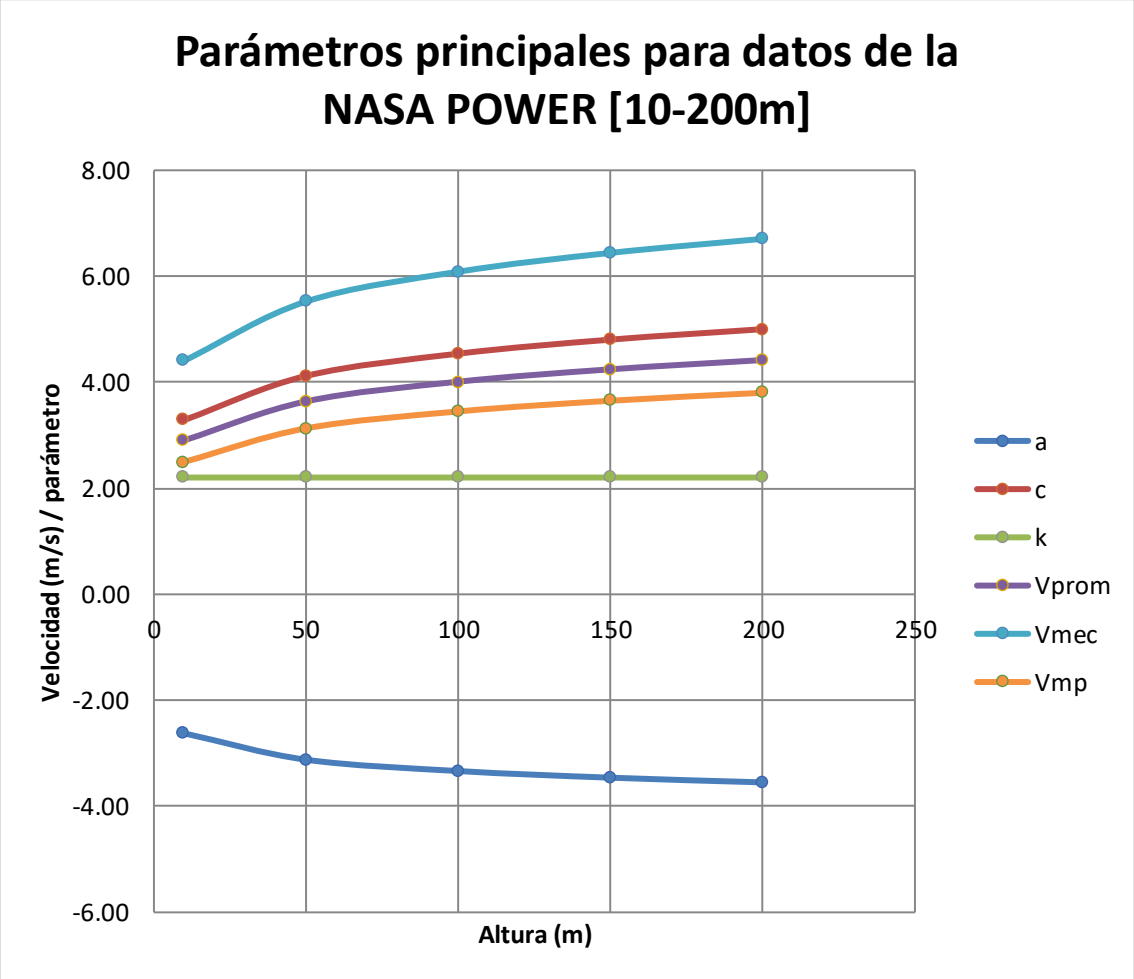
Nota. Los datos están redondeados a solo dos decimales.

La figura 15 visualiza claramente las tendencias de los parámetros calculados en la tabla anterior, mostrando cómo varían con la altura desde 10 m hasta 200 m. La línea azul (a, ordenada al origen) decrece ligeramente hacia valores negativos, reflejando la relación matemática entre *"a"*, *"k"* y *"c"*. Las líneas rojo ladrillo (*c*) y celeste turquesa (V_{mec}) muestran un crecimiento casi lineal con la altura, lo que indica que tanto la escala del viento como la velocidad óptima para capturar energía aumentan de manera predecible. El parámetro k (verde oliva) se mantiene prácticamente constante, confirmando lo observado en la tabla. Las velocidades V_{prom} (morado) y V_{mp} (naranja) también aumentan,

pero a un ritmo menor que V_{mec}, lo cual es coherente con la teoría eólica, ya que la velocidad de máxima energía siempre es superior a la velocidad promedio o la más probable. En conjunto, el gráfico permite apreciar de forma intuitiva el impacto de la altura en el recurso eólico, siendo fundamental para la planificación de proyectos eólicos.

Figura 15

Evolución de los parámetros y V_{prom}, V_{mec} y V_{mp} para datos de la NASA POWER.



Nota. Los datos visuales provienen de la tabla 8.

Velocidad de viento que porta energía máxima y más probable para datos del SENAMHI

La tabla 9 muestra los parámetros de la distribución de Weibull y velocidades características del viento para alturas desde 10 m hasta 200 m, calculados a partir de datos observacionales del SENAMHI y extrapolados mediante la Ley de Hellmann. Un hallazgo clave es que, al igual que en el caso de NASA POWER, el parámetro de forma *"k"* se mantiene constante en 1,99 para todas las alturas, lo que sugiere una estabilidad en la variabilidad del viento en este sitio específico. El parámetro de escala *"c"*, sin

embargo, aumenta con la altura, pasando de 3,03 a 10 m hasta 4,61 a 200 m, indicando un perfil de viento típico donde la velocidad crece con la altitud. Las velocidades promedio (V_{prom}) de 2,68 m/s a 10 m, hasta los 4,07 m/s a los 200 m, de máxima energía (V_{mec}) de 4,30 m/s a 10 m, hasta los 6,54 m/s a los 200 m y más probable (V_{mp}) de 2,13 m/s a 10 m, hasta los 3,24 m/s a los 200 m, lo que significa un incremento progresivo con la altura.

Tabla 9

Tabla de parámetros esenciales para la velocidad promedio, máxima y más probable para datos del SENAMHI.

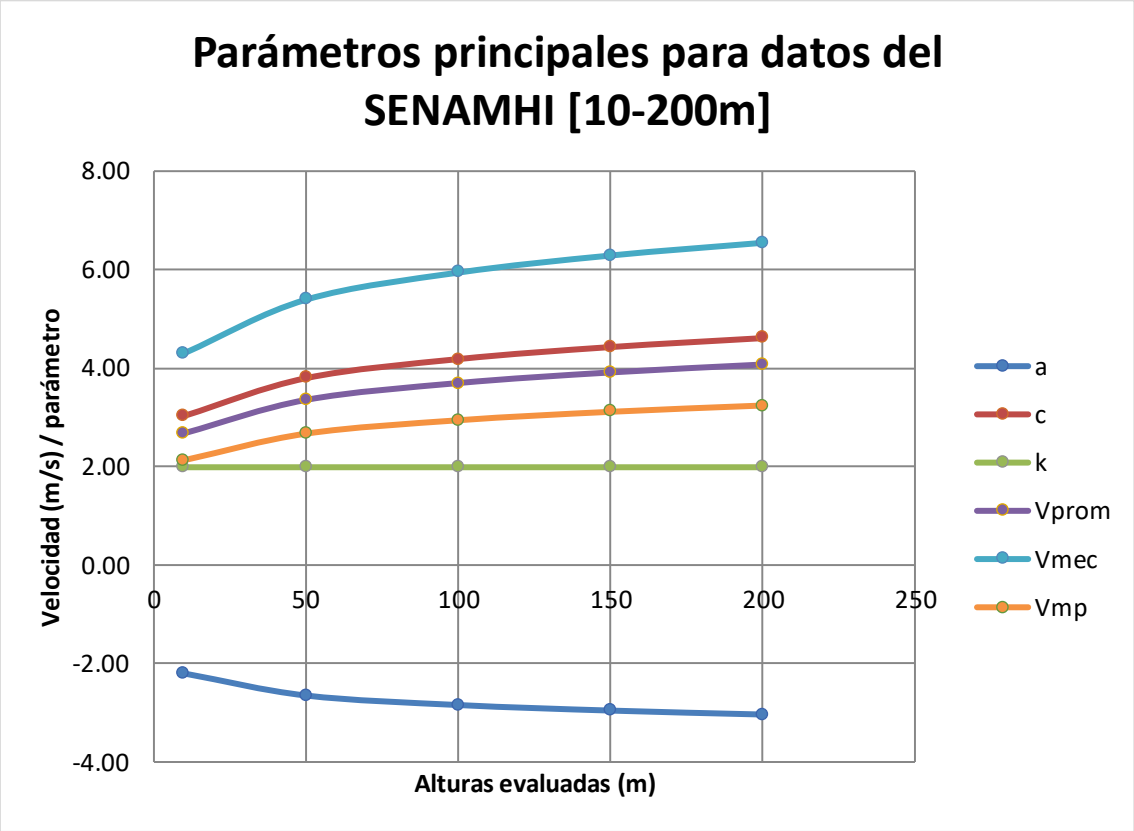
Alturas evaluadas (Ley de Hellmann)	***a***	***c***	***k***	***Vprom* (m/s)**	***Vmec* (m/s)**	***Vmp* (m/s)**
10 m	-2.20	3.03	1.99	2.68	4.30	2.13
50 m	-2.65	3.80	1.99	3.35	5.39	2.67
100 m	-2.84	4.18	1.99	3.70	5.94	2.94
150 m	-2.96	4.43	1.99	3.91	6.29	3.11
200 m	-3.04	4.61	1.99	4.07	6.54	3.24

Nota. Los datos están redondeados a solo dos decimales.

La figura 16 muestra de manera visual las tendencias de los parámetros derivados de los datos del SENAMHI, mostrando cómo evolucionan entre 10 m y 200 m. La línea azul (*a*) decrece suavemente hacia valores más negativos, lo cual es coherente con la relación matemática $a = -k \cdot ln(c)$ y el aumento de la escala *"c"*. La línea rojo ladrillo (*c*) y la celeste (**V_{mec}**) presentan un crecimiento gradual y casi lineal, confirmando que el recurso eólico mejora significativamente con la altura. El parámetro de forma *"k"* (verde oliva) permanece plano, reforzando la idea de que la distribución de frecuencias del viento no cambia su forma con la altitud en este sitio. Las velocidades V_{prom} (morado) y V_{mp} (naranja) también aumentan, pero con pendientes menores que V_{mec}, lo cual es esperable, ya que la velocidad óptima para generar energía siempre supera a la velocidad promedio o la más frecuente.

Figura 16

Evolución de los parámetros y V_{prom}, V_{mec} y V_{mp} para datos del SENAMHI.



Nota. Los datos visuales provienen de la tabla 9.

OE3. Estimar el potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento.

Potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento para datos de la NASA POWER.

El análisis estadístico de las velocidades de viento obtenidas de datos de la NASA POWER, extrapoladas mediante la Ley de Hellmann a alturas entre 10 m y 200 m, permite estimar con precisión el potencial energético eólico del sitio mediante la aplicación de la distribución de Weibull. Apreciando la Tabla 10, la cual muestra que los parámetros de escala "c" y forma "k" son constantes en 3,29-5,00 y 2,20 respectivamente, los mismos que se utilizaron para calcular la densidad de potencia eólica disponible por unidad de área (P_w/A) mediante la fórmula teórica $\frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right)$, asumiendo una densidad del aire de 0,9283 kg/m³ a 2258 m.s.n.m. y 17,8 °C; los resultados muestran un crecimiento progresivo de la densidad de potencia desde 20,01 W/m² a 10 m hasta 70,43 W/m² a 200 m.

Tabla 10

Densidad de potencial eólico y parámetros para datos de la NASA POWER.

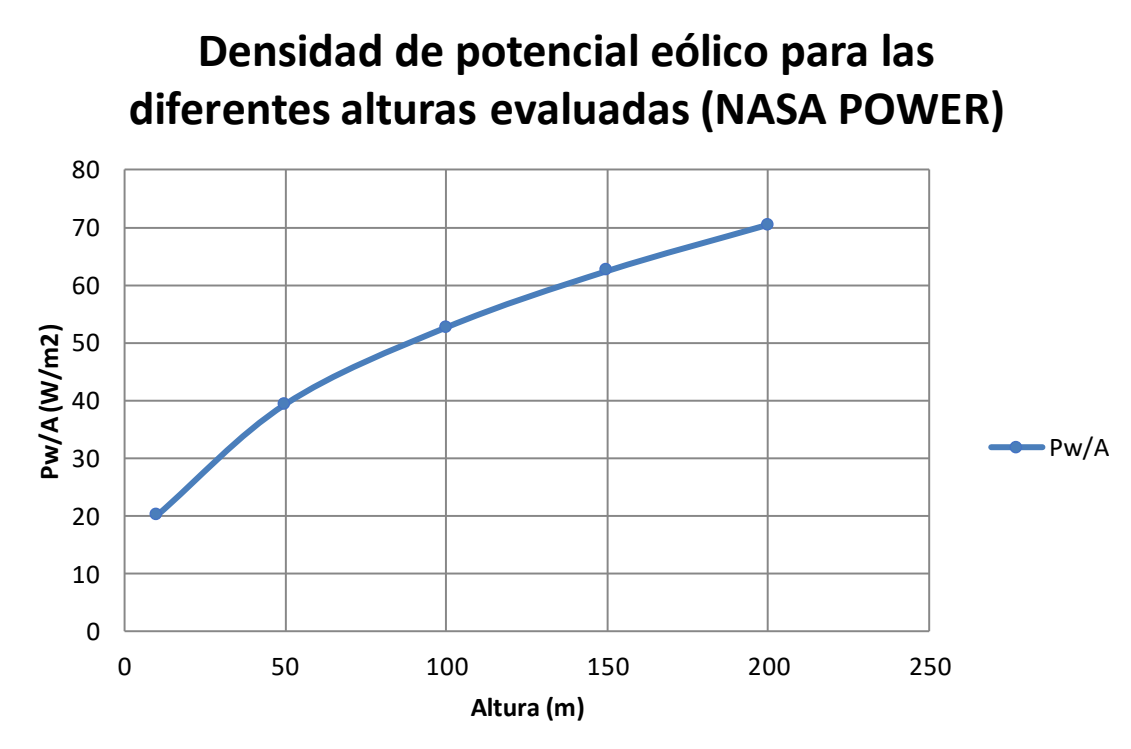
Alturas evaluadas (Ley de Hellmann)	*a*	*c*	*k*	*Vprom* (m/s)	Tprom (°C)	h (m.s.n.m)	ρ (kg/m3)	Γ(1+3/k)	Pw/A (W/m2)
10 m	-2.62	3.29	2.20	2.91	17.80	2258	0.9283	1.21	20.01
50 m	-3.12	4.12	2.20	3.64	17.80	2258	0.9283	1.21	39.34
100 m	-3.33	4.54	2.20	4.01	17.80	2258	0.9283	1.21	52.64
150 m	-3.46	4.81	2.20	4.25	17.80	2258	0.9283	1.21	62.41
200 m	-3.55	5.00	2.20	4.42	17.80	2258	0.9283	1.21	70.43

Nota. Los datos están redondeados a solo dos decimales a excepción de los valores de la densidad de aire.

En la figura 17 se visualiza claramente una curva ascendente suave y consistente, mostrando las alturas estudiadas con su densidad de potencial eólico, a 10 m con 20,01 W/m², a 50 m con 39,34 W/m², a 100 m con 52,64 W/m², a 150 m con 62,41 W/m² y a 200 m con 70,43 W/m², confirmando que el recurso mejora con la altura.

Figura 17

Evolución de la densidad de potencial eólico para datos de la NASA POWER.



Nota. Los datos visuales provienen de la tabla 10.

Potencial energético eólico con los resultados del análisis estadístico de velocidades de viento para datos del SENAMHI.

El análisis estadístico de las velocidades de viento obtenidas del SENAMHI, extrapoladas mediante la Ley de Hellmann a alturas entre 10 m y 200 m, permite estimar con precisión el potencial energético eólico del sitio mediante la distribución de Weibull. Apreciando la tabla 11, la cual muestra que los parámetros de escala "*c"* y forma *"k"* son constantes en 3,03–4,61 y 1,99 respectivamente. Dichos resultados se traducen en un incremento consistente de la densidad de potencia eólica (P_w/A), calculada mediante $\frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right)$ y asumiendo una densidad del aire de 0,9283 kg/m³ a 2258 m.s.n.m., y 17,8°C; obteniendo así un aumento progresivo de la densidad de potencia desde 17,29 W/m² a 10 m hasta 60,86 W/m² a 200 m.

Tabla 11

Densidad de potencial eólico y parámetros para datos del SENAMHI.

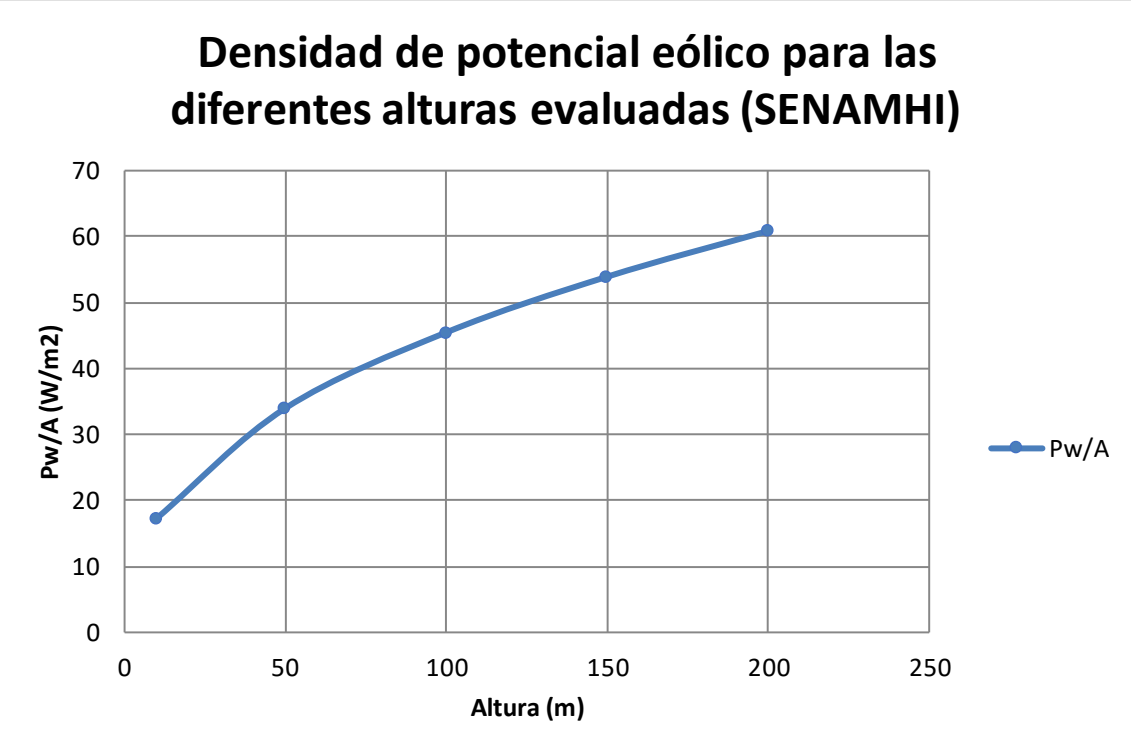
Alturas evaluadas (Ley de Hellmann)	***a***	***c***	***k***	***Vprom* (m/s)**	**Tprom (°C)**	**h (m.s.n.m)**	**ρ (kg/m3)**	**Γ(1+3/k)**	**Pw/A (W/m2)**
10 m	-2.20	3.03	1.99	2.68	17.80	2258	0.9283	1.34	17.29
50 m	-2.65	3.80	1.99	3.35	17.80	2258	0.9283	1.34	34.00
100 m	-2.84	4.18	1.99	3.70	17.80	2258	0.9283	1.34	45.49
150 m	-2.96	4.43	1.99	3.91	17.80	2258	0.9283	1.34	53.93
200 m	-3.04	4.61	1.99	4.07	17.80	2258	0.9283	1.34	60.86

Nota. Los datos están redondeados a solo dos decimales a excepción de los valores de la densidad de aire.

En la figura 18 se visualiza una curva ascendente suave y consistente, mostrando las alturas estudiadas con su densidad de potencial eólico, a 10 m con 17,29 W/m², a 50 m con 34,00 W/m², a 100 m con 45,49 W/m², a 150 m con 53,93 W/m² y a 200 m con 60,86 W/m², confirmando que el recurso mejora con la altura.

Figura 18

Evolución de la densidad de potencial eólico para datos del SENAMHI.

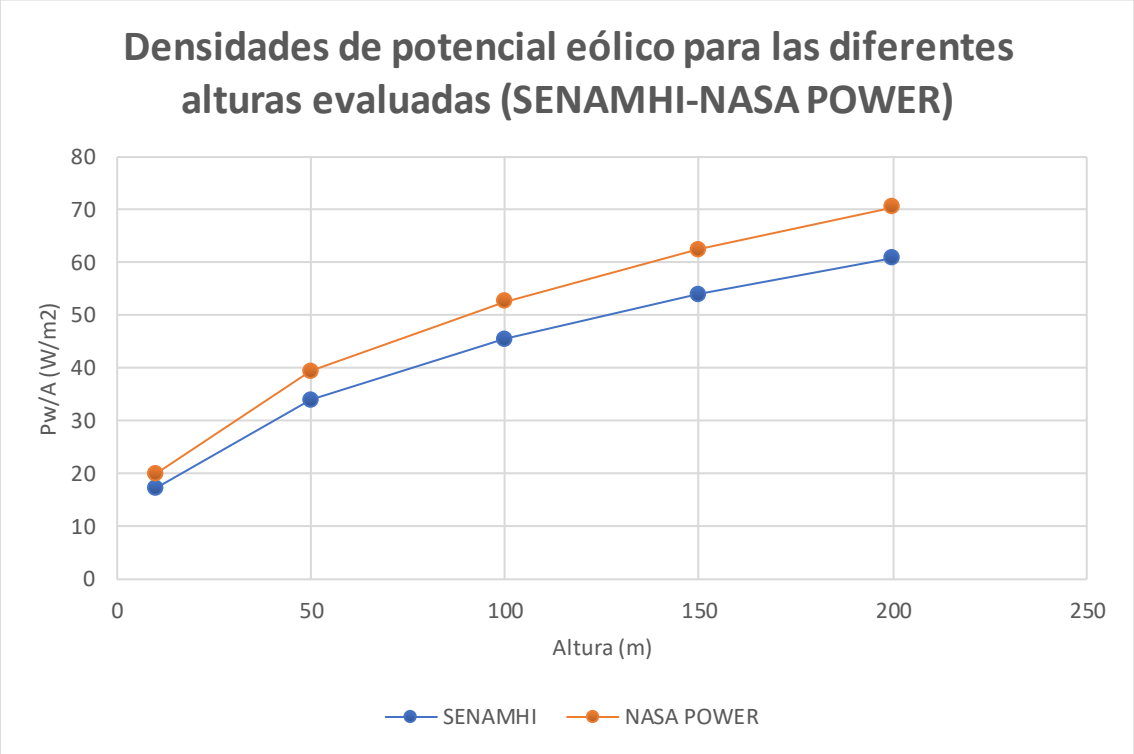


Nota. Los datos visuales provienen de la tabla 11.

En la figura 19 visualizamos una comparación de las curvas ascendentes obtenidas por el SENAMHI y la NASA POWER, mostrando así una relación de la altura y la densidad de potencial eólico: de 20,01 W/m² a 10 m, 39,34 W/m² a 50 m, 52,64 W/m² a 100 m, 62,41 W/m² a 150 m y 70,43 W/m² a 200 m (NASA POWER) y 17,29 W/m² a 10 m, 34,00 W/m² a 50 m, 45,49 W/m² a 100 m, 53,93 W/m² a 150 m, 60,86 W/m² a 200 m (SENAMHI).

Figura 19

Evolución de las densidades de potencial eólico para datos del SENAMHI y de la NASA POWER.



Nota. Los datos visuales provienen de las tablas 10 y 11.

IV. DISCUSIÓN

El presente estudio tuvo como objetivo principal analizar la densidad de potencial eólico en la Estación Huambos, Provincia de Chota, Departamento de Cajamarca, mediante el uso de las funciones de distribución acumulada (CDF) y densidad de probabilidad (PDF) de Weibull. Los resultados obtenidos permiten discutir aspectos fundamentales para la evaluación del recurso eólico en zonas altoandinas del Perú.

En relación con el primer objetivo específico, referido a estimar la distribución de ocurrencias de velocidades de viento, se evidenció que el régimen eólico de Huambos está caracterizado por vientos predominantes del sector Norte-Noreste, con frecuencias relativas superiores al 10 % en los sectores 15-35°. Este patrón direccional coincide con lo reportado por Carrasco (2023) en Santa Cruz, Cajamarca, donde también se identificó una influencia orográfica en la dirección del viento. Asimismo, la mayoría de las observaciones (más del 90 %) se concentraron en rangos de velocidad baja a moderada (0,50-5,70 m/s), lo que sugiere condiciones de viento constante, pero de intensidad

moderada, característica relevante para el diseño de sistemas eólicos de baja y media potencia.

Respecto al comportamiento vertical del viento, la aplicación de la Ley de Hellmann permitió demostrar que la velocidad media del viento incrementa de manera consistente con la altura: para los datos de NASA POWER, la velocidad promedio pasó de 2,91 m/s a 10 m hasta 4,42 m/s a 200 m; mientras que, para SENAMHI, el incremento fue de 2,68 m/s a 4,07 m/s en el mismo rango altitudinal. Este comportamiento es coherente con la teoría de la capa límite atmosférica (Petersen et al., 1998) y con los hallazgos de Carvente et al. (2015) en México, quienes demostraron que el potencial eólico puede incrementarse significativamente al aumentar la altura de medición. La diferencia absoluta entre ambas fuentes de datos (~0,2 - ~0,4 m/s) podría atribuirse a la resolución temporal y espacial de los registros, siendo los datos in situ del SENAMHI más representativos de las condiciones locales.

En cuanto a la modelación estadística mediante la distribución de Weibull, se observó que el parámetro de forma *"k"* se mantuvo constante en todas las alturas evaluadas (2,20 para NASA POWER y 1,99 para SENAMHI), lo que indica una estabilidad en la variabilidad del viento a lo largo de la columna de aire en este sitio. Este valor de *"k<3"* sugiere una distribución con cola derecha pronunciada, donde eventos de viento de alta velocidad, aunque poco frecuentes, contribuyen de manera significativa a la energía total disponible (Keyhani et al., 2010). Por otro lado, el parámetro de escala *"c"* mostró un crecimiento progresivo con la altura, reflejando el incremento en la velocidad característica del viento y validando la idoneidad del modelo de Weibull para representar el comportamiento eólico en Huambos, tal como lo validaron De Ávila et al. (2022) en Colombia.

Sobre el potencial energético estimado, la densidad de potencia eólica calculada mediante la expresión "$\frac{P_W}{A} = \frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right)$" mostró valores que oscilan entre 17,29 W/m² a 60,86 W/m² (SENAMHI, de 10 m a 200 m) y de 20,01 W/m² a 70,43 W/m² (NASA POWER, de 10 m a 200 m). De acuerdo con la clasificación de Bailey et al. (1997) y Manwell et al. (2009), estos valores ubican al recurso eólico de Huambos en la *"Clase 1"* (Bajo potencial) para alturas convencionales de aerogeneración (≤50 m), incluso hasta el rango de los 200 m. Este hallazgo es consistente con lo reportado por Quiñonez et al. (2019) en Juliaca, donde se identificaron densidades de potencia de 15,91 W/m² a 25 m,

sugiriendo que las zonas altoandinas del Perú presentan recursos eólicos que requieren tecnologías específicas para su aprovechamiento eficiente.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Sobre la distribución de velocidades de viento (OE1): Se determinó que el régimen eólico de la Estación Huambos presenta una dirección predominante del sector Norte-Noreste (355-35°), con frecuencias relativas acumuladas superiores al 30 %. Las velocidades de viento se distribuyen principalmente en rangos de baja a moderada intensidad (0,50-5,70 m/s), representando más del 90 % de las observaciones. La aplicación de la Ley de Hellmann permitió modelar el perfil vertical del viento, evidenciando un incremento consistente de la velocidad media con la altura en ambas fuentes de datos (SENAMHI y NASA POWER).

Sobre las velocidades características (OE2): Mediante el ajuste de la distribución de Weibull, se estimó que el parámetro de forma k se mantiene constante con la altura (2,20 para NASA POWER; 1,99 para SENAMHI), indicando estabilidad en la variabilidad del viento. El parámetro de escala "c" incrementó progresivamente desde 3,03 y 3,29 m/s a 10 m hasta 4,61 y 5,00 m/s a 200 m. Como consecuencia, la velocidad de máxima energía (V_{mec}) pasó de ~4,30 m/s a ~6,54 m/s para SENAMHI y de 4,41 m/s a 6,71 m/s para NASA POWER en el rango altitudinal evaluado, mientras que la velocidad más probable (V_{mp}) varió entre 2,13 m/s a 3,24 m/s (SENAMHI) y 2,50 m/s a 3,80 m/s (NASA POWER).

Sobre el potencial energético eólico (OE3): La densidad de potencia eólica estimada mediante el modelo de Weibull mostró valores de 17,29 W/m² (SENAMHI) y 20,01 W/m² (NASA POWER) a 10 m de altura, incrementándose hasta 60,86 W/m² y 70,43 W/m² a 200 m respectivamente. De acuerdo con las clasificaciones internacionales (Bailey et al.,1997 y Manwell et al., 2009), el recurso eólico en Huambos se clasifica como Clase 1 (Bajo potencial) para alturas convencionales de aerogeneración (≤50 m), lo que implica desafíos para la viabilidad económica de proyectos a gran escala sin estrategias de optimización de altura.

Recomendaciones

Para inversionistas y proyectistas:

- ✓ Priorizar estudios de localización y mediciones in situ a múltiples alturas (50 m, 80 m y 100 m) antes de la inversión final, dado que el potencial eólico mejora significativamente con la altura en Huambos.
- ✓ Evaluar esquemas de generación distribuida o sistemas híbridos (eólico-solar) para aplicaciones en comunidades rurales de la zona, aprovechando la complementariedad temporal de ambos recursos.

Para la gestión de datos meteorológicos:

- ✓ Fortalecer la red de estaciones meteorológicas del SENAMHI en la región Cajamarca, asegurando la continuidad, calidad y acceso abierto a series históricas de viento con resolución horaria, fundamentales para reducir la incertidumbre en los estudios de prefactibilidad.

Para futuras investigaciones:

- ✓ Extender el período de análisis más allá de los 5 años evaluados, incorporando series históricas de mayor longitud para capturar variabilidad interanual y eventos extremos.
- ✓ Incorporar análisis de turbulencia (intensidad de turbulencia, ráfagas) y cizalladura vertical del viento, parámetros críticos para el diseño estructural y la vida útil de los aerogeneradores.
- ✓ Realizar estudios de impacto ambiental y social participativo para garantizar la sostenibilidad de proyectos eólicos en zonas altoandinas, considerando las particularidades ecológicas y culturales de la Provincia de Chota.

Para la política energética nacional:

- ✓ Considerar la inclusión de incentivos diferenciados para proyectos eólicos en zonas de potencial moderado-bajo, pero con alto valor social (electrificación rural, reducción de dependencia de combustibles fósiles).
- ✓ Promover la articulación entre instituciones académicas, el Estado y el sector privado para desarrollar capacidades locales en modelación eólica, operación de parques y mantenimiento de tecnologías renovables.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Al-Ghriybah, M. (2022). Assessment of wind energy potentiality at Ajloun, Jordan using Weibull distribution function. *Evergreen*, *9*(1), 10-16. https://doi.org/10.5109/4774211

Aziz, A., Tsuanyo, D., Nsouandele, J., Mamate, I., Mouangue, R., & Elé Abiama, P. (2023). Influence of Weibull parameters on the estimation of wind energy potential. *Sustainable Energy Research*, *10*(1), 5. https://doi.org/10.1186/s40807-023-00075-y

Bailey, B., McDonald, S., Bernadett, D., Markus, M., & Elsholz, K. (1997). *Wind resource assessment handbook fundamentals for conducting a successful monitoring program.* NREL.

Borda Luna, B. E., Lahura Albuja, N. E., & Castro Cárdenas, A. (2022). Diseño e implementación de un prototipo de generador eólico doméstico en el anexo 14, San Ramón, Junín. *Revista Científica Pakamuros*, *10*(4), Article 4. https://doi.org/10.37787/nvsg3v67

Bousla, M., Haddi, A., El Mourabit, Y., Sadki, A., Mouradi, A., El Kharrim, A., Mobayen, S., Zhilenkov, A., & Bossoufi, B. (2023). Analysis and comparison of wind potential by estimating the Weibull distribution function: Application to wind farm in the northern of Morocco. *Sustainability*, *15*(20), Article 15087. https://doi.org/10.3390/su152015087

Carrasco, J. (2023). Potencial eólico en la provincia de Santa Cruz de Succhabamba-departamento Cajamarca 2023. *Revista del Instituto de Investigación de la Facultad de Minas, Metalurgia y Ciencias Geográficas*, *26*(52), Article e25359. https://doi.org/10.15381/iigeo.v26i52.25359

Carvente, O., Borges, A., Palmero, M., González, B., Ordóñez, E., Pérez, M., & Valdivieso, H. (2015). Predicción de velocidades y potencial eólico para alturas superiores: Estudio en Mérida, Yucatán, México. *Ingeniería, 19*(2), 85-90. https://www.redalyc.org/pdf/467/46750925001.pdf

De Ávila, A., Pérez, D., & Jimenéz, J. (2022). *Análisis del potencial eólico a través de la función de distribución de Weibull y rosa de los vientos. Latin American Developments in Energy Engineering, 3(1), 40-46. https://doi.org/10.17981/ladee.03.01.2022.4*

dos Santos, F. S., do Nascimento, K. K. F., da Silva Jale, J., Xavier, S. F. A., & Ferreira, T. A. E. (2024). Brazilian wind energy generation potential using mixtures of Weibull distributions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *189*, 113990. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113990

Global Wind Atlas. (2025). *Global Wind Atlas*. https://globalwindatlas.info/ Visitado el 2025.

Huang, Q., Shi, H., Dong, Z., & Xiao, N. (2021). Wind speed distributions used in wind energy assessment: A review. *Frontiers in Energy Research*, 9, Article 769920. https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.769920

IEC. (2005). *IEC 61400-1 Wind turbines Part 1: Design requirements*. https://www.ae.metu.edu.tr/~ae462/12/IEC%2061400-1.pdf. Visitado el 2025.

Justus, C. G., Hargraves, W. R., Mikhail, A., & Graber, D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology*, *17*(3), 350-353. https://doi.org/10.1175/1520-0450(1978)017<0350:MFEWSF>2.0.CO;2

Keyhani, A., Ghasemi-Varnamkhasti, M., Khanali, M., & Abbaszadeh, R. (2010). An assessment of wind energy potential as a power generation source in the capital

of Iran, Tehran. *Energy, 35(1), 188-201.* https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.09.009

Khahro, S. F., Tabbassum, K., Soomro, A. M., Dong, L., & Liao, X. (2014). Evaluation of wind power production prospective and Weibull parameter estimation methods for Babaurband, Sindh Pakistan. *Energy Conversion and Management, 78, 956-957.* https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.062

Khan, M. G. M., & Ahmed, M. R. (2023). Bayesian method for estimating Weibull parameters for wind resource assessment in a tropical region: A comparison between two-parameter and three-parameter Weibull distributions. *Wind Energy Science*, *8*(8), 1277-1298. https://doi.org/10.5194/wes-8-1277-2023

Lei, M., Shiyan, L., Chuanwen, J., Hongling, L., & Yan, Z. (2009). A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *13*(4), 915-920. https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.02.002

Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind energy explained: Theory, design and application*. Wiley.

Martosaputro, S., & Murti, N. (2014). Blowing the wind energy in Indonesia. *Energy Procedia, Conference and Exhibition Indonesia Renewable Energy & Energy Conservation [Indonesia EBTKE-CONEX 2013]*, *47*, 273-282. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.225

MINEM. (2021). *Siete centrales eólicas ayudan a atender la demanda eléctrica del país con energías limpias*. https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/563316-siete-centrales-eolicas-ayudan-a-atender-la-demanda-electrica-del-pais-con-energias-limpias. Visitado el 2025.

NASA POWER. (2025). *NASA POWER | Prediction of worldwide energy resources*. https://power.larc.nasa.gov/. Visitado el 2025.

Paraschiv, S., Paraschiv, L. S., Serban, A., & Cristea, A. G. (2022). Assessment of onshore wind energy potential under temperate continental climate conditions. *Energy Reports*, *8*, 251-258. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.02.118

Patel, M. R. (2006). *Wind and solar power systems: Design, analysis, and operation (2nd ed.)*. CRC Press.

Pérez, J., Arriola, J., & Espinal, M. (2017). Potencia aprovechable y variabilidad del viento caso típico distrito de Pimentel. *TECNIA, 27(2), 63-71. https://doi.org/10.21754/tecnia.v27i2.176*

Petersen, E. L., Mortensen, N. G., Landberg, L., Højstrup, J., & Frank, H. P. (1998). Wind power meteorology. Part I: Climate and turbulence. *Wind Energy*, *1*(1), 2-22. https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-1824(199809)1:1%3C2::AID-WE15%3E3.0.CO;2-Y

Quiñonez, J., Huanca, E., & Holguino, A. (2019). Caracterización del recurso eólico en la ciudad de Juliaca. *Revista de Investigaciones Altoandinas - Journal of High Andean Research, 21(1), 57-68.* https://doi.org/10.18271/ria.2019.445

Sanderson, D. J., & Peacock, D. C. P. (2020). Making rose diagrams fit-for-purpose. *Earth-Science Reviews*, *201*, 103055. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.103055

Santos, D. (2019). *Energía eólica y solar fotovoltaica para generar energía eléctrica en el caserío Llushcapampa en Chota departamento de Cajamarca*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo]. https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/3967

SENAMHI. (2025). *SENAMHI—Estaciones*. https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones

Shu, Z. R., & Jesson, M. (2021). Estimation of Weibull parameters for wind energy analysis across the UK. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, *13*(2), 023303. https://doi.org/10.1063/5.0038001

Soulouknga, M. H., Oyedepo, S. O., Doka, S. Y., & Kofane, T. C. (2017). Assessment of wind energy potential in the Sudanese zone in Chad. *Energy and Power Engineering*, *9*(7), Article 7. https://doi.org/10.4236/epe.2017.97026

Teimourian, H., Abubakar, M., Yildiz, M., & Teimourian, A. (2022). A comparative study on wind energy assessment distribution models: A case study on Weibull distribution. *Energies*, *15*(15), 5684. https://doi.org/10.3390/en15155684

Tucho, G. T., Weesie, P. D. M., & Nonhebel, S. (2014). Assessment of renewable energy resources potential for large scale and standalone applications in Ethiopia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *40*, 422-431. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.167

Valdez, A. G., Granda, M. M., & Pedemonte, P. A. S. (2022). Análisis del desarrollo y potencial de la energía eólica en el Perú. *Ingeniería Industrial*, (43), Article 43. https://doi.org/10.26439/ing.ind2022.n43.6114

Vera, R., & Lizana, E. (2022). *Diseño de un aerogenerador para suministro de energía eléctrica al Sector El Pongo, de la ciudad de Jaén—Perú, 2020*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Jaén]. https://hdl.handle.net/20.500.14689/455

Wais, P. (2017). A review of Weibull functions in wind sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *70*, 1099-1107. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.014

Wang, Z., & Liu, W. (2021). Wind energy potential assessment based on wind speed, its direction and power data. *Scientific Reports*, *11*(1), 16879. https://doi.org/10.1038/s41598-021-96376-7

Yancachajlla, U., & Vilca, O. (2022). Caracterización del viento con la función de Weibull para una zona altoandina, Laraqueri—Perú. *Revista de Investigaciones Altoandinas - Journal of High Andean Research*, *24*(3), 190-198. https://doi.org/10.18271/ria.2022.439

AGRADECIMIENTO

Agradezco profundamente a mi asesor, Dr. Mario Félix Olivera Aldana, por su orientación experta y apoyo constante. A la Universidad Nacional de Jaén, por las facilidades académicas y técnicas brindadas. A mi familia, por su paciencia y aliento inquebrantable durante todo el proceso. Al Instituto de Investigación en Energías Renovables INRER y su Laboratorio de Medición de Recursos Energéticos Renovables, Calidad y Eficiencia Eléctrica MEDRER (RES. P. N° 444-2023-CO-UNJ), que a través del Prof. Henry Pinedo, ha contribuido también con guiar en la formulación y ejecución del proyecto. Sin su respaldo, este trabajo no habría sido posible.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia, cuyo apoyo moral y logístico ha sido el cimiento sobre el cual se ha construido mi formación académica. A mis padres, por su sacrificio y sabiduría, por su comprensión y estímulo durante las jornadas de estudio e investigación.

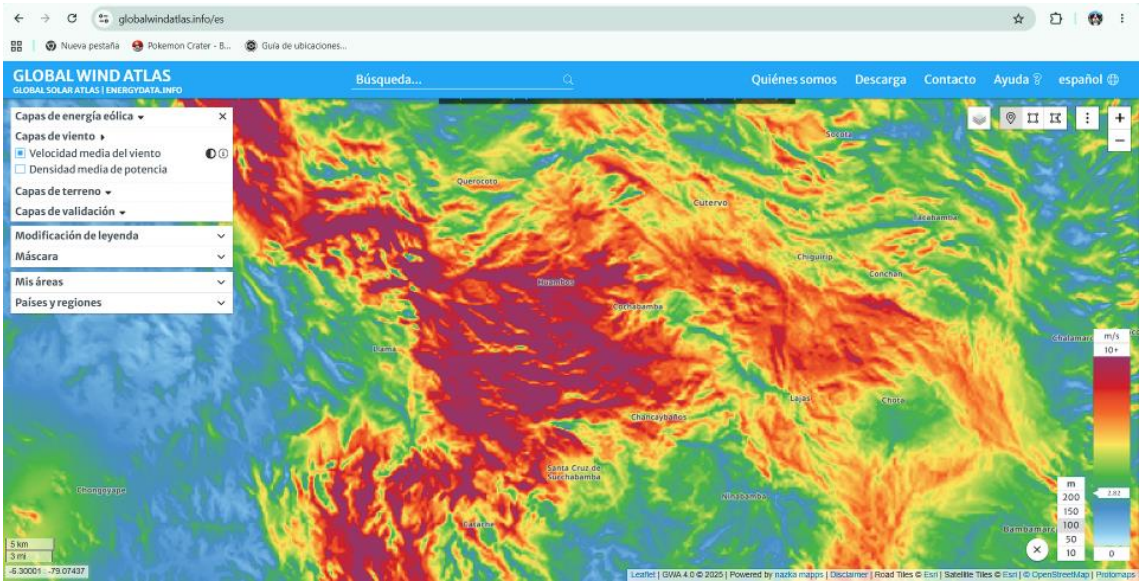
A la Universidad Nacional de Jaén, por la excelencia académica, los recursos puestos a disposición y el compromiso con la formación de profesionales críticos y competentes. A la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, a mis docentes y al cuerpo investigador, por su guía rigurosa, su disposición para compartir conocimiento y por mantener un entorno de aprendizaje.

A cada persona e institución que contribuyó, directa o indirectamente, a la culminación de esta meta, mi profundo reconocimiento.

ANEXOS

Anexo 1

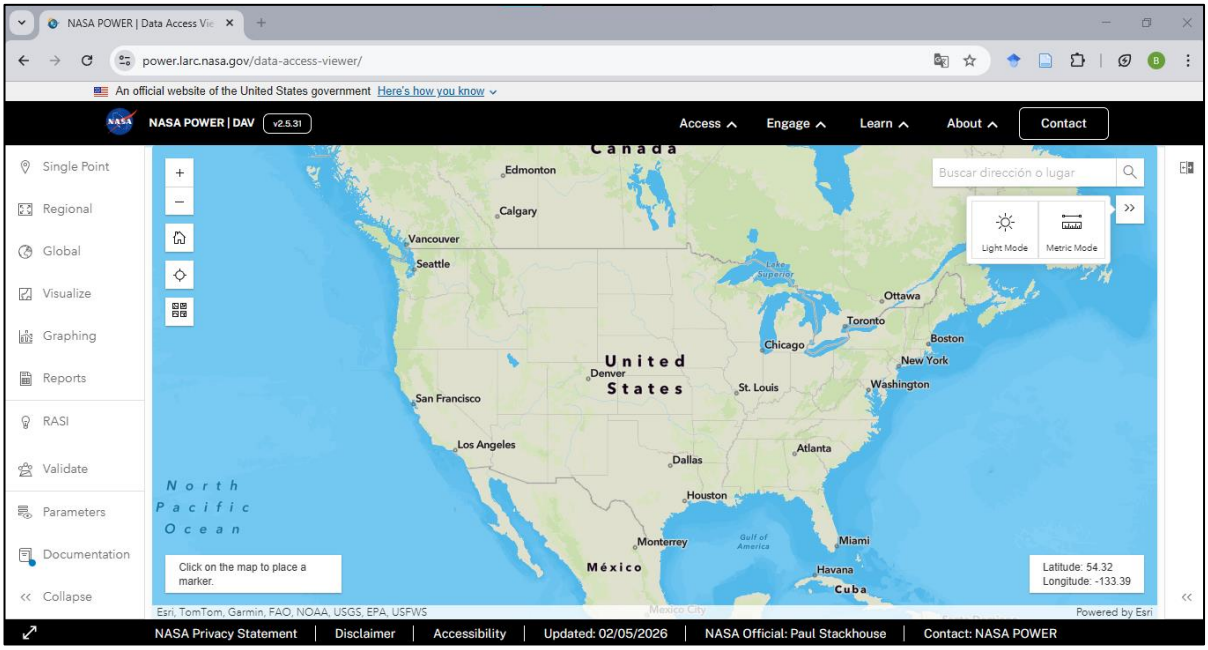
Portal web Global Wind Atlas.



Nota. Tomado de Global Wind Atlas, por Global Wind Atlas, 2025.

Anexo 2

Portal web NASA POWER.



Nota. Tomado de NASA POWER / DAV v2.5.31, por NASA POWER, 2025.

Anexo 3

Portal web SENAMHI.



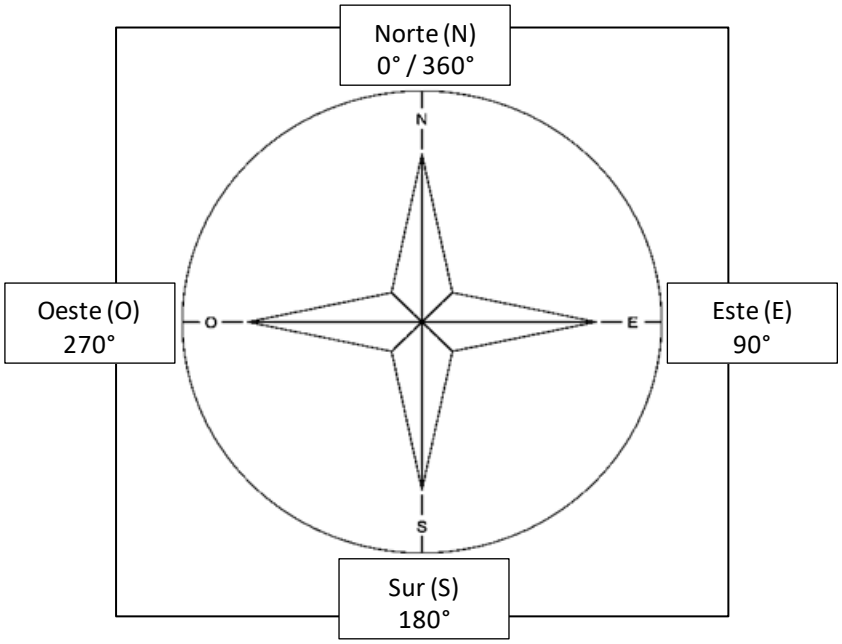
Nota. Tomado de *SENAMHI*, por SENAMHI, 2025.

Anexo 4
Ficha didáctica del análisis de Rosa de Vientos.

DISTRIBUCIÓN DE GRADOS EN LA ROSA DE LOS VIENTOS

En una rosa de los vientos, la distribución angular funciona de la siguiente manera:

Sistema de Referencia Angular



División Estándar

La rosa se divide típicamente en:

1. **Puntos Cardinales Principales (cada 90°):**

- Norte (N): 0° o 360°
- Este (E): 90°
- Sur (S): 180°
- Oeste (O): 270°

2. **Puntos Intercardinales (cada 45°):**

- Noreste (NE): 45°
- Sureste (SE): 135°
- Suroeste (SO/SW): 225°
- Noroeste (NO/NW): 315°

3. **Divisiones Detalladas:**

- *Intervalos de 10°:*

  355-5°, 5-15°, 15-25°, 25-35°, etc.

Tabla distribución para la Rosa de los Vientos

Rango de Grados	*Dirección Principal*	*Abreviatura*	*Punto Cardinal*
355° - 5°	Norte	N	Cardinal
5° - 15°	Norte-Noreste	NNE	Intercardinal
15° - 25°	Noreste-Norte	NNE	Intercardinal
25° - 35°	Noreste	NE	Intercardinal
35° - 45°	Noreste-Este	NE	Intercardinal
45° - 55°	Este-Noreste	ENE	Intercardinal
55° - 65°	Este-Noreste	ENE	Intercardinal
65° - 75°	Este	E	Cardinal
75° - 85°	Este	E	Cardinal
85° - 95°	Este-Sureste	ESE	Intercardinal
95° - 105°	Este-Sureste	ESE	Intercardinal
105° - 115°	Sureste-Este	SE	Intercardinal
115° - 125°	Sureste	SE	Intercardinal
125° - 135°	Sureste-Sur	SE	Intercardinal
135° - 145°	Sur-Sureste	SSE	Intercardinal
145° - 155°	Sur-Sureste	SSE	Intercardinal
155° - 165°	Sur	S	Cardinal
165° - 175°	Sur	S	Cardinal
175° - 185°	Sur-Suroeste	SSW	Intercardinal
185° - 195°	Sur-Suroeste	SSW	Intercardinal
195° - 205°	Suroeste-Sur	SW	Intercardinal
205° - 215°	Suroeste	SW	Intercardinal
215° - 225°	Suroeste-Oeste	SW	Intercardinal
225° - 235°	Oeste-Suroeste	WSW	Intercardinal
235° - 245°	Oeste-Suroeste	WSW	Intercardinal
245° - 255°	Oeste	W	Cardinal
255° - 265°	Oeste	W	Cardinal
265° - 275°	Oeste-Noroeste	WNW	Intercardinal
275° - 285°	Oeste-Noroeste	WNW	Intercardinal
285° - 295°	Noroeste-Oeste	NW	Intercardinal
295° - 305°	Noroeste	NW	Intercardinal
305° - 315°	Noroeste-Norte	NW	Intercardinal
315° - 325°	Norte-Noroeste	NNW	Intercardinal
325° - 335°	Norte-Noroeste	NNW	Intercardinal
335° - 345°	Norte	N	Cardinal
345° - 355°	Norte	N	Cardinal

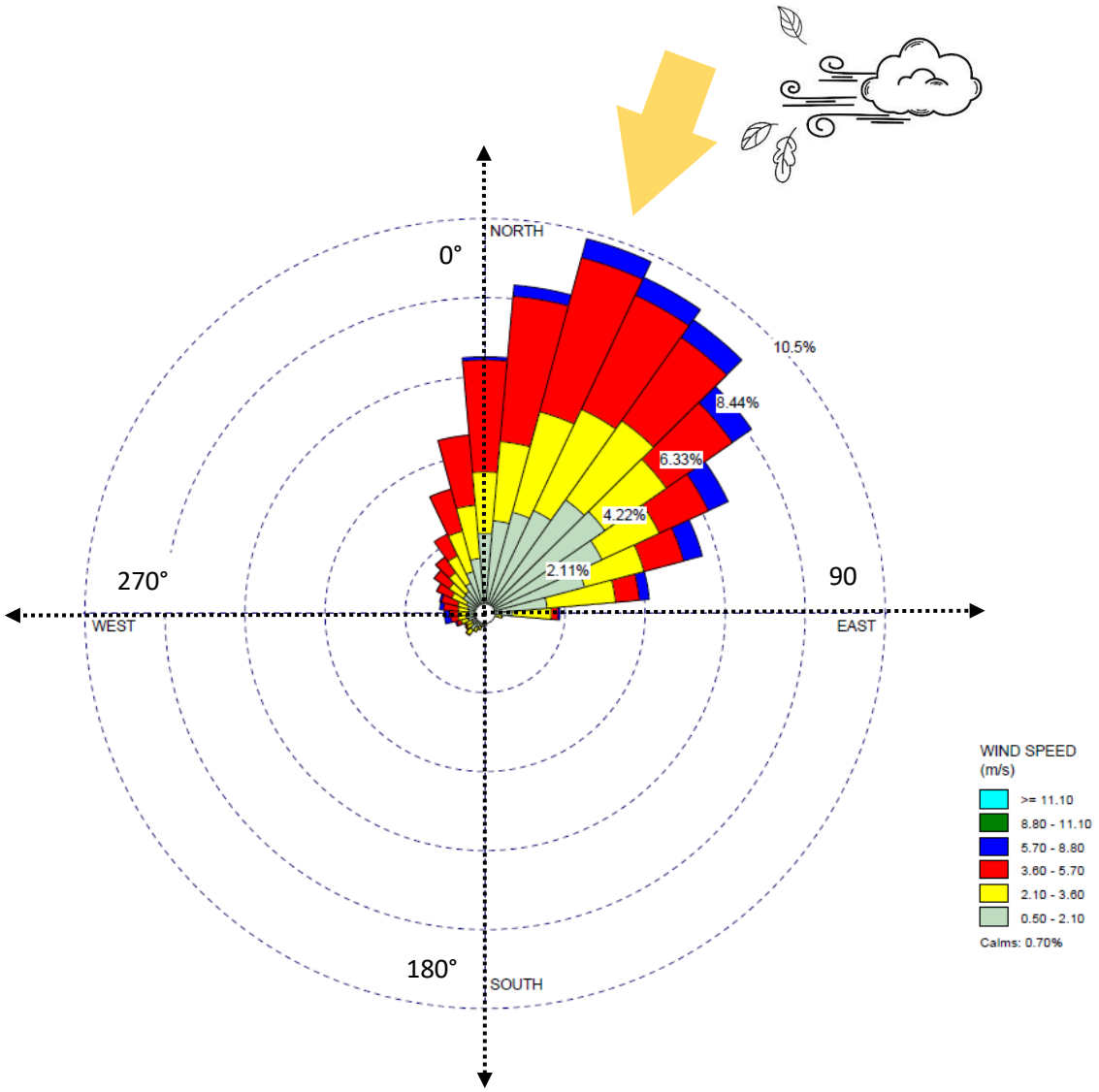
Resumen por Cuadrantes:

Cuadrante	*Rango Total*	*Direcciones Principales*
Norte (0°-90°)	355°-95°	N, NNE, NE, ENE, E
Este (90°-180°)	85°-185°	E, ESE, SE, SSE, S
Sur (180°-270°)	175°-275°	S, SSW, SW, WSW, W
Oeste (270°-360°)	265°-5°	W, WNW, NW, NNW, N

Convención Importante

- 0° = Norte (sentido horario)
- Los grados aumentan en sentido de las manecillas del reloj.
- Cada brazo de la rosa representa *"desde dónde"* viene el viento.

Ejemplo de Rosa de Vientos.



Anexo 5

Link de los documentos de data de NASA POWER y SENAMHI.

https://drive.google.com/drive/folders/1_srPFfubMptb9szpzPjanHNEC_vhuKKe?usp=drive_link